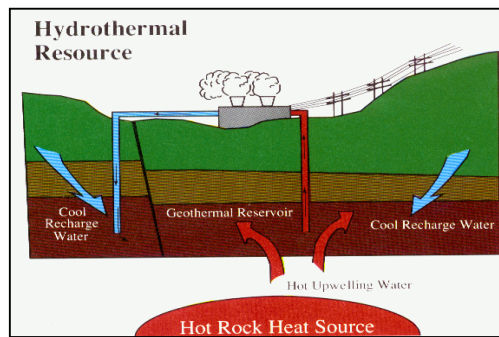
TEKNIK PANASBUMI

Oleh:
Ir. Nenny Miryani Saptadji Ph.D

Departemen Teknik Perminyakan
Fakultas Ilmu Kebumian dan Teknologi Mineral
Institut Teknologi Bandung

Jalan. Ganesha 10 Bandung, Phn/Fax: 022 - 2504955

DAFTAR ISI

Hal

BAB I

PENDAHULUAN

Meskipun dalam beberapa hal reservoir panasbumi nampak serupa dengan reservoir minyak, namun kenyataannya ada cukup banyak perbedaan antara kedua sistim tersebut yang tidak dapat diabaikan dalam mengembangkan metoda-metoda untuk menentukan karakteristik reservoirnya dan teknik-teknik yang digunakan untuk memproduksikan fluidanya. Hal ini menyebabkan pekerjaan-pekejaan yang dilakukan di bidang panasbumi tidak seluruhnya sama dengan yang dilakukan di sektor migas.

Untuk memahami perbedaannya dalam buku ini akan dibahas mengenai sistim panasbumi ditinjau dari kejadiannya, temperatur, jenis dan karakteristik batuan dan fluida reservoirnya, dan kemudian dilanjutkan dengan pembahasan mengenai beberapa teknik dan metoda yang digunakan di bidang panasbumi, khususnya yang tidak digunakan atau berbeda dengan yang digunakan di bidang perminyakan

Buku ini terdiri dari sepuluh bab, yang disusun sebagai berikut. Bab 2 berjudul "Sistim Panasbumi". Bab ini membahas jenis-jenis manifestasi panasbumi di permukaan serta masing-masing karakteristiknya, sistim panasbumi ditinjau dari kejadiannya, temperatur jenis dan karakteristik batuan dan reservoirnya. Juga dibahas dalam bab ini adalah jenis-jenis sistim panasbumi serta beberapa model sistim panasbumi yang ada di Indonesia.

Bab 3 berjudul "Pemanfaatan Fluida Panasbumi". Bab ini membahas berbagai pemanfaatan fluida panasbumi, baik untuk sektor listrik maupun untuk sektor non-listrik, yang dilaksanakan di berbagai lapangan panasbumi di dunia. Bagian kedua dari bab ini membahas mengenai prospek panasbumi, penyebaran dan pemanfaatannya di Indonesia hingga saat ini, kemungkinan peningkatan pemanfaatannya di masa yang akan datang.

Bab 4 berjudul "Kegiatan Eksplorasi dan Pengembangan Lapangan Panasbumi". Pada bab ini diuraikan garis besar kegiatan-kegiatan yang dilakukan pada tahap-tahap eksplorasi, pemboran, pengujian sumur, studi kelayakan, perencanaan, pembangunan, produksi dan pengembangan lebih lanjut.

Bab 5 berjudul "Sifat Batuan dan Fluida Panasbumi". Bab ini terdiri dari tiga bagian. Bagian pertama membahas mengenai sifat petrofisik batuan panasbumi, bagian kedua membahas sifat termodinamika uap, air dan campuran dari keduanya pada berbagai

tekanan dan temperatur, sedangkan bagian ketiga membahas tentang sifat geokimia fluida panasbumi.

Bab 6 berjudul “Sumberdaya, Cadangan dan Potensi Listrik Panasbumi”. Pada bab ini dijelaskan metoda yang umum digunakan untuk memperkirakan besar sumberdaya (resources) atau energi panas yang terkandung di dalam reservoir pada kedaan awal, besar cadangan (recoverable reserve) atau energi panasbumi yang dapat dimanfaatkan dan besar potensi listrik apabila reservoirnya dimanfaatkan untuk membangkitkan listrik selama perioda waktu tertentu.

Bab 7 berjudul “ Pengujian Sumur Panasbumi”. Bab ini membahas berbagai teknik pengujian sumur panasbumi, mulai uji komplesi, uji panas dan uji produksi, serta metoda-metoda yang digunakan untuk menganalisa data yang diperoleh dari hasil pengujian sumur. Metoda uji produksi yang dibahas meliputi metoda lip-pressure (uji tegak dan uji datar), metoda kalorimeter dan metoda separator.

Bab 8 berjudul “Fasilitas Produksi Uap dan Pembangkit Listrik”. Bab ini membahas semua fasilitas produksi uap mulai dari sumur hingga ke PLTP dan fasilitas yang diperlukan untuk membangkitkan listrik (PLTP).

Bab 9 berjudul “Penentuan Kapasitas PLTP dan Jumlah Pasok Uap”. Bab ini membahas faktor-faktor yang perlu dipertimbangkan dalam menentukan kapasitas PLTP yang akan dibangun dan metoda yang digunakan untuk menentukan jumlah uap yang dibutuhkan oleh turbin untuk membangkitkan listrik dan jumlah sumur yang perlu diproduksikan untuk mensuplai uap ke turbin.

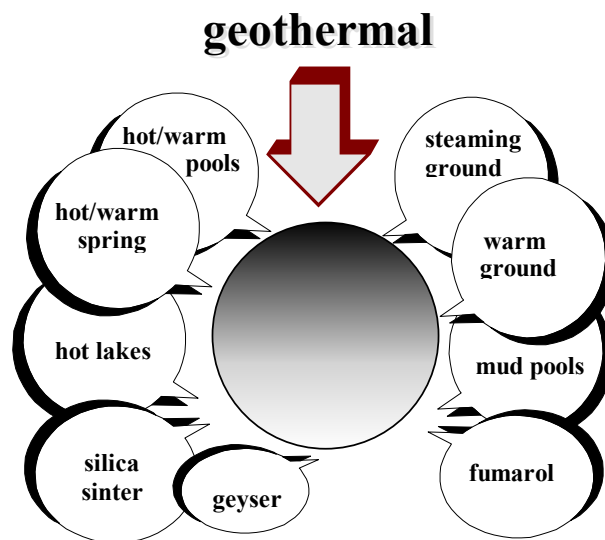
Bab 10 berjudul “Penentuan Kehilangan Tekanan di Pipa Alir Permukaan”. Bab ini diawali dengan pembahasan mengenai beberapa faktor yang perlu dipertimbangkan dalam perencanaan pipa alir uap dan dilanjutkan dengan pembahasan mengenai metoda-metoda perhitungan tekanan, temperatur, enthalpy dan kualitas uap, baik di pipa alir dua fasa maupun di pipa alir uap.

Bab II

SISTIM PANASBUMI

Bab ini membahas jenis-jenis manifestasi panasbumi di permukaan serta masing-masing karakteristiknya, sistim panasbumi ditinjau dari kejadiannya, temperatur jenis dan karakteristik batuan dan reservoirnya. Juga dibahas dalam bab ini adalah jenis-jenis sistim panasbumi serta beberapa model sistim panasbumi yang ada di Indonesia.

2.1 MANIFESTASI PANASBUMI DI PERMUKAAN

Berbeda dengan sistim minyak-gas, adanya suatu sumber daya panasbumi di bawah permukaan sering kali ditunjukkan oleh adanya manifestasi panasbumi di permukaan *(geothermal surface manifestation)*, seperti mata air panas, kubangan lumpur panas (mud pools), geyser dan manifestasi panasbumi lainnya, dimana beberapa diantaranya, yaitu mata air panas, kolam air panas sering dimanfaatkan oleh masyarakat setempat untuk mandi, berendam, mencuci, masak dll. Manifestasi panasbumi di permukaan diperkirakan terjadi karena adanya perambatan panas dari bawah permukaan atau karena adanya rekahan-rekahan yang memungkinkan fluida panasbumi (uap dan air panas) mengalir ke permukaan.

Gambar 2-1
Jenis-jenis Manifestasi Permukaan

Gambar 2-1 memperlihatkan jenis-jenis manifestasi panasbumi di permukaan. Daerah dimana terdapat manifestasi panasbumi di permukaan biasanya merupakan daerah yang pertama kali dicari dan dikunjungi pada tahap eksplorasi. Dari karakterisasi manifestasi panasbumi di permukaan serta kandungan kimia air kita dapat membuat berbagai perkiraan mengenai sistim panasbumi di bawah permukaan, misalnya mengenai jenis dan temperatur reservoir. Sebagai ilustrasi pada Gambar 2-2 diperlihatkan manifestasi panasbumi di lapangan Kamojang.

Gambar 2-2
Manifestasi Permukaan di Lapangan Panasbumi Kamojang
(Photo: Sutopo, 1995)

2.1.1 Tanah Hangat (Warm Ground)

Adanya sumber daya panasbumi di bawah permukaan dapat ditunjukkan antara lain dari adanya tanah yang mempunyai temperatur lebih tinggi dari temperatur tanah disekitarnya. Hal ini terjadi karena adanya perpindahan panas secara konduksi dari batuan bawah permukaan ke batuan permukaan.

Berdasarkan pada besarnya gradien temperatur, Armstead (1983) mengklasifikasikan area di bumi sebagai berikut:

- Area tidak panas (non-thermal area)

  Suatu area diklasifikasikan sebagai area tidak panas apabila gradien temperatur di area tersebut sekitar 10-40^{o}C/km.

- Area panas (thermal area)

  Area panas dibedakan menjadi dua, yaitu:

  - Area semi thermal, yaitu area yang mempunyai gradien temperatur sekitar 70-8O^{o}C/km.
  - Area hyperthermal, yaitu area yang mempunyai gradien temperatur sangat tinggi. Contohnya adalah di Lanzarote (Canary Island) besarnya gradien temperatur sangat tingigi sekali hingga besarnya tidak lagi dinyatakan dalam ^{0}C/km tetapi dalam ^{o}C/cm.

Besarnya laju aliran panas (Q) dapat ditentukan dari data konduktivitas panas batuan pada lapisan paling atas (K) dan dari data gradien temperatur di dekat permukaan (dT/dz). Secara matematis besarnya laju aliran panas secara konduksi tersebut dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$Q = - K (dT/dz) \qquad (2.1)$$

Tanah hangat umumnya terjadi di atas tempat terdapatnya sumber daya panasbumi atau di daerah sekitarnya di mana terdapat manifestasi panasbumi lainnya yang memancarkan panas lebih kuat, misalnya di sekitar daerah dimana ada uap panas keluar dari tanah atau steaming ground, atau di daerah sekitar kolam air panas. Pertumbuhan tumbuh-tumbuhan umumnya tidak terganggu, kecuali bila besarnya gradien temperatur lebih besar dari 25-30^{o}C/km.

Adanya tanah hangat dapat diketahui dengan mengukur gradien temperatur hingga kedalaman 1-2 meter. Pengukuran temperatur umumnya dilakukan dengan membuat lubang hingga kedalaman 1-2 meter. Temperatur di permukaan dan pada kedalaman 1 meter biasanya diukur dengan menggunakan thermometer atau thermocouple. Dari data tersebut dapat dihitung besarnya gradien temperatur pada suatu titik pengamatan.

Untuk mendapatkan gambaran mengenai temperatur di suatu daerah secara menyeluruh perlu dilakukan pengukuran di beberapa tempat. Dari data yang diperoleh kemudian dibuat peta temperatur (T-map). Apabila tanah permukaan yang hangat tersebut terletak di daerah di mana tejadi perubahan musim, variasi temperatur perlu dikoreksi. Survey seperti dijelaskan diatas sebaiknya dilakukan diseluruh daerah di mana terdapat manifestasi panasbumi di permukaan. Contoh:

- Pengukuran di El Tatio (Chili).

  Pengukuran temperatur di daerah ini dilakukan pada kedalaman 2 meter dan mencakup daerah seluas 20 km^2. Survey ini dilakukan dalam jangka waktu 1 tahun.

- Pengukuran di lapangan Kamojang (Jawa Barat).

  Pengukuran temperatur dilakukan pada kedalaman 0.7 meter dengan jarak tidak tetap di sepanjang jalan utama dan jalan setapak. Hal ini dilakukan agar seluruh daerah di mana terdapat uap panas keluar ke permukaan (steaming ground) dapat tercakup. Dengan mempertimbangkan hal tersebut survey dilakukan di daerah seluas 1.5 km^2. Survey ini dilakukan dalam waktu sekitar 3 minggu.

Survey yang dilakukan di El Tatio mungkin terlalu lama, sedangkan survey yang dilakukan di Kamojang dapat dikatakan terlalu singkat.

2.1.2 Permukaan Tanah Beruap (Steaming Ground)

Di beberapa daerah terdapat tempat-tempat di mana uap panas (steam) nampak keluar dari permukaan tanah. Jenis manifestasi panasbumi ini disebut *steaming ground.* Diperkirakan uap panas tersebut berasal dari suatu lapisan tipis dekat permukaan yang mengandung air panas yang mempunyai temperatur sama atau lebih besar dari titik didihnya (boiling point).

Besarnya temperatur di permukaan sangat tergantung dari laju aliran uap (steam flux). Elder (1966) mengelompokkan *steaming ground* berdasarkan pada besarnya laju aliran panas seperti diperlihatkan pada Tabel 2-1.

Tabel 2.1
Steaming Ground
(Elder, 1966)

Tingkat Kekuatan	**Laju Aliran Panas ($J/s.m^2$)**
Sangat Kuat	500-5000
Kuat	50-500
Lemah	<50

Umumnya intensitas panas di daerah *steaming ground* diperkirakan dari besarnya gradien temperatur. Pemetaan temperatur dilakukan dengan cara membagi daerah tersebut menjadi sejumlah blok berukuran sama, di mana jarak antara satu tempat pengukuran ke tempat pengukuran lainnya (titik pusat blok) berjarak sekitar 20 meter. Untuk mengukur temperatur dapat digunakan *bimetallic strip type thermometer.* Apabila pengukuran temperatur dilakukan di seluruh daerah tersebut,

peta temperatur dapat dibuat dengan skala yang umum digunakan yaitu 1:200 atau 1:100 dan kemudian besarnya kehilangan panas (heat loss) dapat dihitung.

Metoda lain yang dapat digunakan untuk memetakan daerah *steaming ground* adalah dengan menggunakan *airborne infra-red*. Metoda pengukuran cara ini merupakan metoda pengukuran yang tercepat tetapi sangat mahal.

Steaming ground sangat berbahaya bagi mahluk hidup karena temperatur di daerah tersebut umumnya cukup tinggi (Gradien temperatur umumnya lebih besar dari 30^0C/m). Di daerah di mana terdapat *steaming ground* umumnya tumbuh-tumbuhan tidak tumbuh karena temperatur yang terlampau tinggi.

2.1.3 Mata Air Panas Atau Hangat (Hot or Warm Spring)

Mata air panas/hangat juga merupakan salah satu petunjuk adanya sumber daya panasbumi di bawah permukaan. Mata air panas/hangat ini terbentuk karena adanya aliran air panas/hangat dari bawah permukaan melalui rekahan-rekahan batuan. Istilah "hangat" digunakan bila temperatur air lebih kecil dari 50^oC dan istilah "panas" digunakan bila temperatur air lebih besar dari 50^oC.

Sifat air permukaan seringkali digunakan untuk memperkirakan jenis reservoir di bawah permukaan.

- Mata air panas yang bersifat asam biasanya merupakan manifestasi permukaan dari suatu sistim panasbumi yang didominasi uap.

- Sedangkan mata air panas yang bersifat netral biasanya merupakan manifestasi permukaan dari suatu sistim panasbumi yang didominasi air. Mata air panas yang bersifat netral, yang merupakan manifestasi permukaan dari sistim dominasi air, umumnya jenuh dengan silika.

- Apabila laju aliran air panas tidak terlalu besar umumnya di sekitar mata air panas tersebut terbenntuk teras-teras silika yang berwarna keperakan (silica sinter terraces atau sinter platforms). Bila air panas banyak mengandung Carbonate maka akan terbentuk teras-teras travertine (travertine terrace).

- Namun di beberapa daerah, yaitu di kaki gunung, terdapat mata air panas yang bersifat netral yang merupakan manifestasi permukaan dari suatu sistim panasbumi dominasi uap.

2.1.4 Kolam Air Panas (Hot Pools)

Adanya kolam air panas di alam juga merupakan salah satu petunjuk adanya sumber daya panasbumi di bawah permukaan. Kolam air panas ini terbentuk karena adanya aliran air panas dari bawah permukaan melalui rekahan-rekahan batuan. Pada permukaan air terjadi penguapan yang disebabkan karena adanya perpindahan panas

dari permukaan air ke atmosfir. Panas yang hilang ke atmosfir sebanding dengan luas area kolam, temperatur pada permukaan dan kecepatan angin.

Kolam air panas dibedakan menjadi tiga, yaitu:

- kolam air panas yang tenang (calm pools)
- kolam air panas yang mendidih (boiling pools)
- kolam air panas yang bergolak (ebulient pools).

Temperatur pada *calm pools* umumnya di bawah temperatur titik didih (boiling point). Disini laju aliran air umumnya kecil sekali. Pada *boiling pools* temperatur adalah temperatur titik didihnya *boiling pools* seringkali disertai dengan semburan air panas, oleh karena itu *boiling pools* seringkali diklasifikasikan sebagai *hot springs* atau mata air panas. Pada *ebulient pools* yaitu kolam air panas yang bergolak, adanya letupan-letupan kuat yang muncul secara tidak beraturan disebabkan karena terlepasnya uap panas pada suatu kedalaman di bawah permukaan air. Letupan-letupan kecil dapat juga disebabkan karena adanya non-condensible gas seperti $C0_2$.

Gambar 2-3
Kolam Air Panas di Lapangan Orakei Korako,
New Zealand (Photo: Yanfidra, 1995)

Air panas dapat berasal dari suatu reservoar air panas yang terdapat jauh di bawah permukaan atau mungkin juga berasal dari air tanah yang menjadi panas karena pemanasan oleh uap panas.

- Bila air tersebut berasal dari reservoar panasbumi maka air tersebut hampir selalu bersifat netral. Disamping itu air tersebut umumnya jemih dan berwarna kebiruan.

- Bila air tersebut berasal dari air tanah yang menjadi panas karena pemanasan oleh uap panas maka air yang terdapat di dalam kolam air panas umumnya bersifat asam. Sifat asam ini disebabkan karena tejadinya oksidasi H2 didalam uap panas. Kolam air panas yang bersifat asam (acid pools) umumnya berlumpur dan kehijau-hijauan. Kolam air panas yang bersifat asam mungkin saja terdapat diatas suatu reservoar air panas.

Gambar 2-4
Kolam Air Panas di Lapangan Orakei Korako,
New Zealand (Photo:Nenny Saptadji, 1992)

Gambar 2-5
Kolam Air Panas di Lapangan Ohaki,
New Zealand (Photo: Yanfidra, 1995)

2.1.5 Telaga Air Panas (Hot Lakes)

Telaga air panas pada dasamya juga kolam air panas, tetapi lebih tepat dikatakan telaga karena luasnya daerah permukaan air. Umumnya istilah telaga dipakai bila luas permukaannya lebih dari 100 m^2. Telaga air panas sangat jarang terdapat di alam karena telaga air panas terjadi karena hydrothermal eruption yang sangat besar. Contohnya adalah danau Waimangu di New Zealand.

Bila didalam telaga terjadi konveksi, temperatur pada umumnya tidak berubah terhadap kedalaman. Telaga air panas dapat terjadi di daerah dimana terdapat reservoar dominasi air ataupun didaerah dimana terdapat reservoar dominasi uap. Semua telaga air panas yang mempunyai temperatur didasar danau mendekati titik didih sangat berbahaya dan merupakan tempat yang sangat memungkinkan untuk tejadinya hidrothermal eruption.

2.1.6 Fumarole

Fumarole adalah lubang kecil yang memancarkan nap panas kering (dry steam) atau uap panas yang mengandung butiran-butiran air (wet steam).

- Apabila uap tersebut mengandung gas H_2S maka manifestasi permukaan tersebut disebut solfatar. Fumarole yang memancarkan uap dengan kecepatan tinggi kadang-kadang juga dijumpai di daerah tempat terdapatnya sistim dominasi uap. Uap tersebut mungkin mengandung $S0_2$ yang hanya stabil pada temperatur yang sangat tinggi (>500^{o}C).
- Fumarole yang memancarkan uap dengan kandungan asam boric tinggi umumnya disebut soffioni.

Hampir semua fumarole yang merupakan manifestasi permukaan dari sistim dominasi air memancarkan uap panas basah. Temperatur uap umumnya tidak lebih dari 100^{o}C. Fumarole jenis ini sering disebut fumarole basah (wet fumarole).

Di daerah dimana terdapat sistim dominasi uap dapat dijumpai wet fumarole juga dry fumarole, yaitu fumarole yang memancarkan uap bertemperatur tinggi, yaitu sekitar 100-150^{o}C. Fumarole jenis ini sangat jarang dijumpai di alam, salah satu contohnya adalah fumarole di Ketetahi (NZ). Kecepatan fumarole jenis ini umumnya sangat tinggi (>100 mis).

2.1.7 Geyser

Geyser (Gambar 2-7 dan 2-8) didefinisikan sebagai mata air panas yang menyembur ke udara secara intermitent (pada selang waktu tak tentu) dengan ketinggian air sangat beraneka ragam, yaitu dari kurang dari satu meter hingga ratusan meter. Selang waktu penyemburan air (erupsi) juga beraneka ragam, yaitu dari beberapa

detik hingga beberapa hari. Lamanya air menyembur ke pemukaan juga sangat beraneka ragam, yaitu dari beberapa detik hingga beberapa jam. Geyser merupakan manifestasi permukaan dari sistim dominasi air.

Gambar 2-6
Manifestasi Permukaan di Daerah Whakarewarewa-Rotorua, New Zealand
(Photo: Nenny Saptadji, 1993)

Gambar 2-7
Prince of Wales Feathers dan Pohutu Geyser di Daerah Whakarewarewa-Rotorua, New Zealand, pada waktu erupsi
(Photo: Nenny Saptadji, 1993)

Gambar 2-8
Prince of Wales Feathers dan Pohutu Geyser di Daerah Whakarewarewa-Rotorua setelah aktivitasnya menurun. (Photo: Nenny Saptadji, 1993)

2.1.8 Kubangan Lumpur Panas (Mud Pools)

Kubangan lumpur panas (Gambar 2-9 s.d. 2-11) juga merupakan salah satu manifestasi panasbumi di permukaan. Kubangan lumpur panas umumnya mengandung non-condensible gas (CO_2) dengan sejumlah kecil uap panas. Lumpur terdapat dalam keadaan cair karena kondensasi nap panas. Sedangkan letupan-letupan yang tejadi adalah karena pancaran $C0_2$

Gambar 2-9
Mud Pools di lapangan Rotorua, New Zealand
(Postcard dari Friend Wholesale, Rotorua)

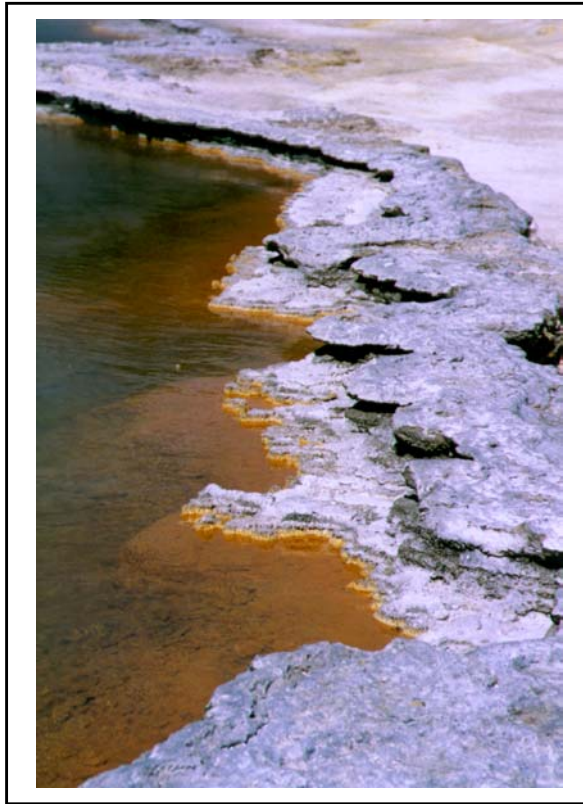
Gambar 2-10
Mud Pool di Lapangan Rotorua, New Zealand
(Postcard)

Gambar 2-11
Mud Pool di Lapangan Kamojang
(Photo: Sutopo, 1996)

2.1.9 Silika Sinter

Silika sinter (Gambar 2-12 s.d 2.14) adalah endapan silika di permukaan yang berwarna keperakan. Umumnya dijumpai disekitar mata air panas dan lubang geyser yang menyemburkan air yang besifat netral. Apabila laju aliran air panas tidak terlalu besar umumnya disekitar mata air panas tersebut terbentuk teras-teras silika yang berwarna keperakan (silica sinter teraces atau sinter platforms). Silika sinter merupakan manifestasi pernukaan dari sistim panasbumi yang didominasi air.

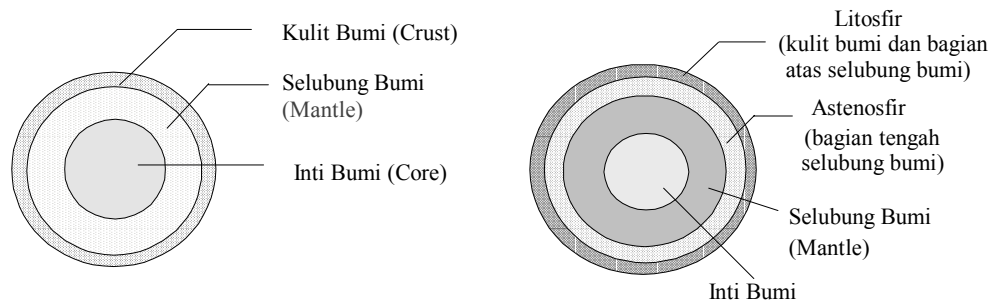
Gambar 2-12
Silika Sinter yang Terbentuk di Sekitar Waikorohihi Geyser New Zealand
(Photo: Nenny Saptadji, 1992)

Gambar 2-13
Hochestetter Pool dengan Latar Belakang Terase Silika Sinter di Lapangan Orakei Korako (New Zealand). Kolam Air Panas ini dulunya adalah geyser, tetapi sejak tahun 1955 tidak lagi aktif dan berubah menjadi kolam air panas.
(Postcard dari Pictorial Publications Limited)

Gambar 2-14
Silika Sinter di Sekitar Kolam Air Panas
(Photo: Yanfidra, 1995)

2.1.10 Batuan Yang Mengalami Alterasi

Alterasi hidrothermal merupakan proses yang terjadi akibat adanya reaksi antara batuan asal dengan fluida panasbumi. Batuan hasil alterasi hidrotermal tergantung pada beberapa faktor, tetapi yang utama adalah temperatur, tekanan, jenis batuan asal, komposisi fuida (hususnya pH) dan lamanya reaksi (Browne, 1984). Proses alterasi hidrotermal yang tejadi akibat adanya reaksi antara batuan dengan air jenis klorida yang berasal dari reservoir panasbumi yang terdapat jauh dibawah permukaan (deep chloride water) dapat menyebabkan teriadinya pengendapan (misalnya kwarsa) dan pertukaran elemen-elemen batuan dengan fluida, menghasilkan mineral-mineral seperti Chlorite, adularia, epidote. Air yang bersifat asam, yang terdapat pada kedalaman yang relatif dangkal dan elevasi yang relatif tinggi mengubah batuan asal menjadi mineral clay dan mineral-mineral lainnya terlepas. Mineral hidrothernal yang dihasilkan di zona permukaan biasanya adalah kaolin, alutlite, sulphur, residue silika dan gypsum.

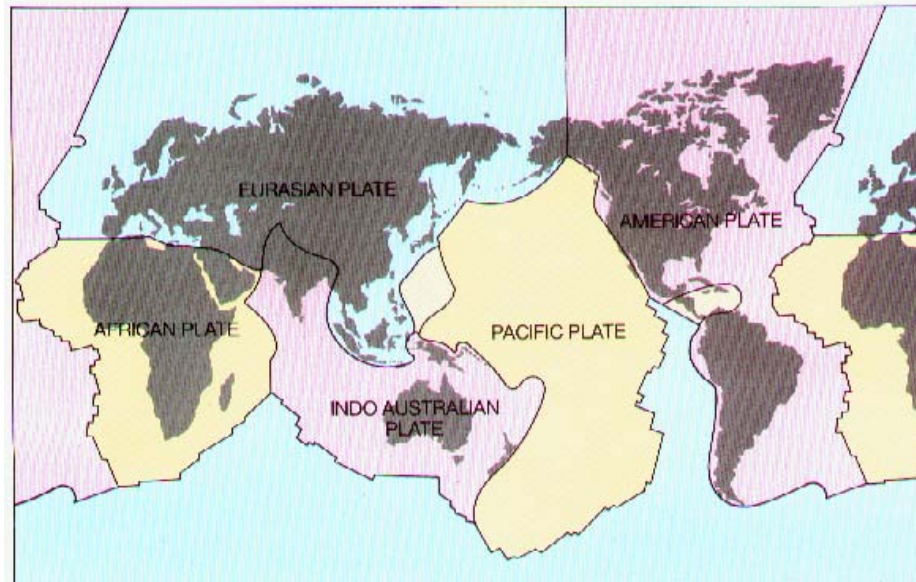
2.2 TERJADINYA SISTIM PANASBUMI

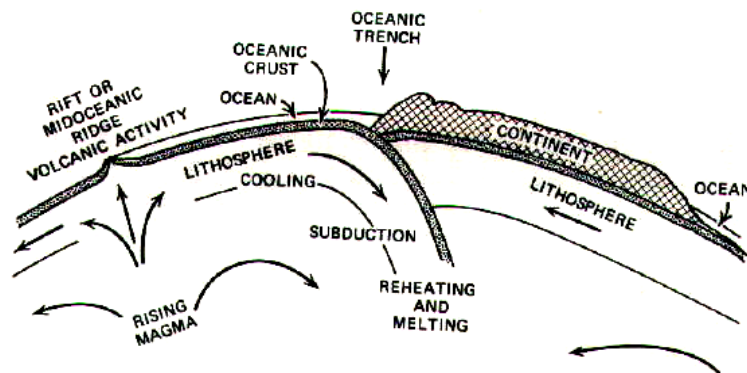
Secara garis besar bumi ini terdiri dari tiga lapisan utama (Gambar 2-15), yaitu kulit bumi (crust), selubung bumi (mantle) dan inti bumi (core). Kulit bumi adalah bagian terluar dari bumi. Ketebalan dari kulit bumi bervariasi, tetapi umumnya kulit bumi di bawah suatu daratan (continent) lebih tebal dari yang terdapat di bawah suatu lautan. Di bawah suatu daratan ketebalan kulit bumi umumnya sekitar 35 kilometer sedangkan di bawah lautan hanya sekitar 5 kilometer. Batuan yang terdapat pada lapisan ini adalah batuan keras yang mempunyai density sekitar 2.7 - 3 gr/cm^3.

Gambar 2-15
Susunan Lapisan Bumi

Di bawah kulit bumi terdapat suatu lapisan tebal yang disebut selubung bumi (mantel) yang diperkirakan mempunyai ketebalan sekitar 2900 km. Bagian teratas dari selubung bumi juga merupakan batuan keras.

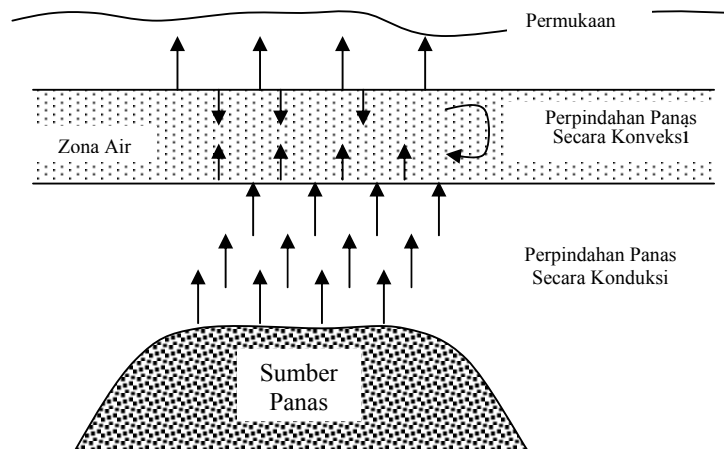
Bagian terdalam dari bumi adalah inti bumi (core) yang mempunyai ketebalan sekitar 3450 kilometer. Lapisan ini mempunyai temperatur dan tekanan yang sangat tinggi sehingga lapisan ini berupa lelehan yang sangat panas yang diperkirakan mempunyai density sekitar 10.2 - 11.5 gr/cm^3. Diperkirakan temperatur pada pusat bumi dapat mencapai sekitar 6000^{0}F.

Kulit bumi dan bagian teratas dari selubung bumi kemudian dinamakan litosfir (80 - 200 km). Bagian selubung bumi yang terletak tepat di bawah litosfir merupakan batuan lunak tapi pekat dan jauh lebih panas. Bagian dari selubung bumi ini kemudian dinamakan astenosfer (200 - 300 km). Di bawah lapisan ini, yaitu bagian bawah dari selubung bumi terdiri dari material-material cair, pekat dan panas, dengan density sekitar 3.3 - 5.7 gr/cm^3.

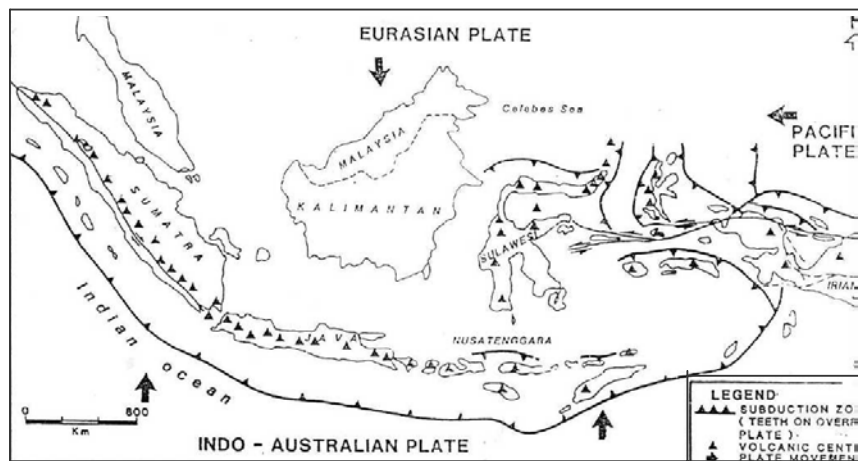
Hasil penyelidikan menunjukkan bahwa litosfer sebenarnya bukan merupakan permukaan yang utuh, tetapi terdiri dari sejumlah lempeng-lempeng tipis dan kaku (Gambar 2-16).

Gambar 2-16
Lempengan-lempengan Tektonik

Lempeng-lempeng tersebut merupakan bentangan batuan setebal 64 - 145 km yang mengapung di atas astenosfer. Lempeng-lempeng ini bergerak secara perlahan-lahan dan menerus. Di beberapa tempat lempeng-lempeng bergerak memisah sementara di beberapa tempat lainnya lempeng-lempeng saling mendorong dan salah satu diantaranya akan menujam di bawah lempeng lainnya (lihat Gambar 2-17). Karena panas di dalam astenosfere dan panas akibat gesekan, ujung dari lempengan tersebut hancur meleleh dan mempunyai temperatur tinggi (proses magmatisasi).

Gambar 2-17
Gambaran Pergerakan Lempengan-lempengan Tektonik (Wahl, 1977)

Adanya material panas pada kedalaman beberapa ribu kilometer di bawah permukaan bumi menyebabkan terjadinya aliran panas dari sumber panas tersebut hingga ke pemukaan. Hal ini menyebabkan tejadinya perubahan temperatur dari bawah hingga ke permukaan, dengan gradien temperatur rata-rata sebesar 30^0C/km. Di perbatasan antara dua lempeng (di daerah penujaman) harga laju aliran panas umumnya lebih besar dari harga rata-rata tersebut. Hal ini menyebabkan gradien temperatur di daerah tersebut menjadi lebih besar dari gradien tempetatur rata-rata, sehingga dapat mencapai 70-80^0C/km, bahkan di suatu tempat di Lanzarote (Canary Island) besarnya gradien temperatur sangat tinggi sekali hingga besarnya tidak lagi dinyatakan dalam ^{0}C/km tetapi dalam ^{0}C/cm.

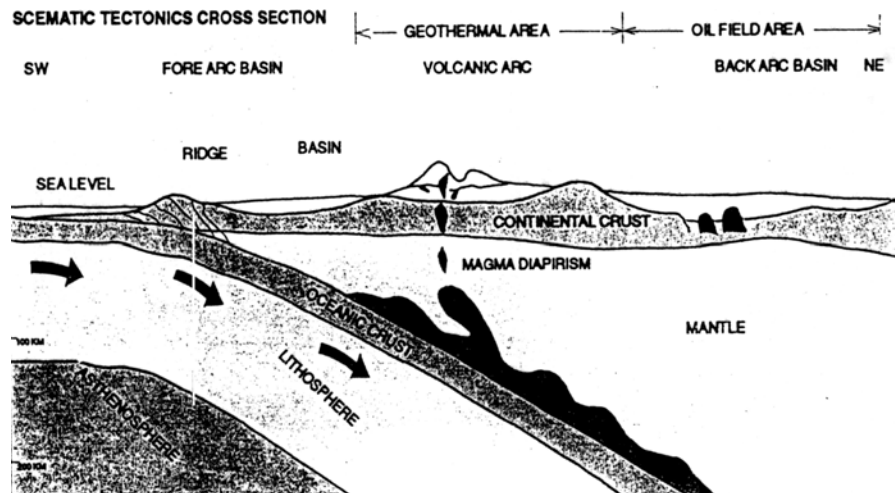
Pada dasarnya sistim panas bumi terbentuk sebagai hasil perpindahan panas dari suatu sumber panas ke sekelilingnya yang terjadi secara konduksi dan secara konveksi. Perpindahan panas secara konduksi terjadi melalui batuan, sedangkan perpindahan panas secara konveksi terjadi karena adanya kontak antara air dengan suatu sumber panas. Perpindahan panas secara konveksi pada dasarnya terjadi karena gaya apung (bouyancy). Air karena gaya gravitasi selalu mempunyai kecenderungan untuk bergerak kebawah, akan tetapi apabila air tersebut kontak dengan suatu sumber panas maka akan terjadi perpindahan panas sehingga temperatur air menjadi lebih tinggi dan air menjadi lebih ringan. Keadaan ini menyebabkan air yang lebih panas bergerak ke atas dan air yang lebih dingin bergerak turun ke bawah, sehingga terjadi sirkulasi air atau arus konveksi.

Gambar 2-18
Perpindahan Panas Di Bawah Permukaan

Terjadinya sumber energi panasbumi di Indonesia serta karakteristiknya dijelaskan oleh Budihardi (1998) sebagai berikut. Ada tiga lempengan yang berinteraksi di Indonesia, yaitu lempeng Pasifik, lempeng India-Australia dan lempeng Eurasia (Gambar 2-19). Tumbukan yang terjadi antara ketiga lempeng tektonik tersebut telah memberikan peranan yang sangat penting bagi terbentuknya sumber energi panas

bumi di Indonesia. Tumbukan antara lempeng India-Australia di sebelah selatan dan lempeng Eurasia di sebelah utara mengasilkan zona penunjaman (subduksi) di kedalaman 160 - 210 km di bawah Pulau Jawa-Nusatenggara dan di kedalaman sekitar 100 km (Rocks et. al, 1982) di bawah Pulau Sumatera. Hal ini menyebabkan proses magmatisasi di bawah Pulau Sumatera lebih dangkal dibandingkan dengan di bawah Pulau Jawa atau Nusatenggara. Karena perbedaan kedalaman jenis magma yang dihasilkannya berbeda. Pada kedalaman yang lebih besar jenis magma yang dihasilkan akan lebih bersifat basa dan lebih cair dengan kandungan gas magmatik yang lebih tinggi sehingga menghasilkan erupsi gunung api yang lebih kuat yang pada akhirnya akan menghasilkan endapan vulkanik yang lebih tebal dan terhampar luas. Oleh karena itu, reservoir panas bumi di Pulau Jawa umumnya lebih dalam dan menempati batuan volkanik, sedangkan reservoir panas bumi di Sumatera terdapat di dalam batuan sedimen dan ditemukan pada kedalaman yang lebih dangkal.

Gambar 2-19
Konfigurasi Tektonik di Sepanjang Busur Kepulauan Indonesia,
Hasil Interaksi Tiga Lempeng Tektonik: Lempeng Pasifik, Lempeng Indo-Australia dan Lempeng Eurasia (Budihardi, 1998)

Sistim panas bumi di Pulau Sumatera umumnya berkaitan dengan kegiatan gunung api andesitis-riolitis yang disebabkan oleh sumber magma yang bersifat lebih asam dan lebih kental, sedangkan di Pulau Jawa, Nusatenggara dan Sulawesi umumnya berasosiasi dengan kegiatan vulkanik bersifat andesitis-basaltis dengan sumber magma yang lebih cair. Karakteristik geologi untuk daerah panas bumi di ujung utara Pulau Sulawesi memperlihatkan kesamaan karakteristik dengan di Pulau Jawa.

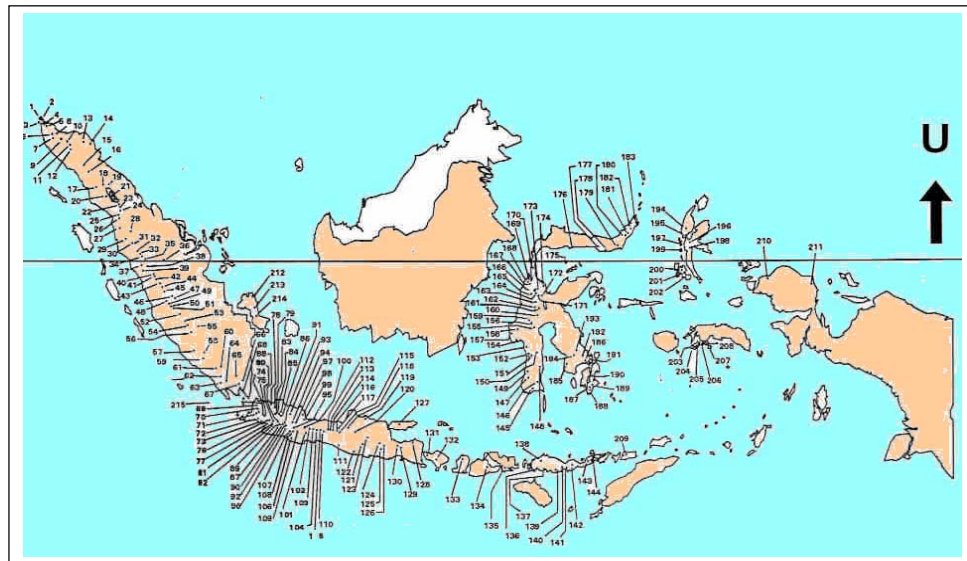
Akibat dari sistim penunjaman yang berbeda, tekanan atau kompresi yang dihasilkan oleh tumbukan miring (oblique) antara lempeng India-Australia dan lempeng Eurasia menghasilkan sesar regional yang memanjang sepanjang Pulau Sumatera yang merupakan sarana bagi kemunculan sumber-sumber panas bumi yang berkaitan dengan gunung-gunung api muda. Lebih lanjut dapat disimpulkan bahwa sistim panas bumi di Pulau Sumatera umumnya lebih dikontrol oleh sistim patahan regional

yang terkait dengan sistim sesar Sumatera, sedangkan di Jawa sampai Sulawesi, sistim panas buminya lebih dikontrol oleh sistim pensesaran yang bersifat lokal dan oleh sistim depresi kaldera yang terbentuk karena pemindahan masa batuan bawah permukaan pada saat letusan gunung api yang intensif dan ekstensif.

Gambar 2-20
Skema Penampang Tektonik di Bawah Permukaan –
Tumbukan Antara Dua Lempeng Menghasilkan Zona Penujaman (Subduksi)

Tabel 2.2
Perbedaan Karakteristik Antara Prospek Panas Bumi
Di Jawa-Bali Dan Sumatera (Budihardi, 1998)

KRITERIA	JAWA - BALI	SUMATERA
Geologi Umum - Litologi - Ketebalan batuan volkanik - Asosiasi struktur	 Andesitik-Basaltik Tebal (>2500 m) Patahan lokal Kaldera depresi	 Riolitik-Andesitik Tipis (+/-1200 m) Patahan regional Sumatera dan patahan sekundernya
- Manifestasi permukaan	Fumarol suhu tinggi, solfatar, mud pool, air panas mendidih, batuan alterasi intensif dan kurang tersebar luas.	Fumarol suhu tinggi dengan steam jet, Solfatar, mata air panas mendidih, batuan alterasi sangat intensif dan tersebar luas.

Reservoir panas bumi di Sumatera umumnya menempati batuan sedimen yang telah mengalami beberapa kali deformasi tektonik atau pensesaran setidak-tidaknya sejak Tersier sampai Resen. Hal ini menyebabkan terbentuknya porositas atau permeabilitas sekunder pada batuan sedimen yang dominan yang pada akhirnya menghasilkan permeabilitas reservoir panas bumi yang besar, lebih besar dibandingkan dengan permeabilitas reservoir pada lapangan-lapangan panas bumi di Pulau Jawa ataupun di Sulawesi.

Survei geologi yang dilakukan oleh Direktorat vulkanologi telah menemukan 244 prospek di Indonesia, yang tersebar di Pulau Sumatera, Pulau Jawa, Sulawesi, Bali, kepulauan Nusatenggara, Maluku dan Irian Jaya (Gambar 2-21).

Gambar 2-21
Penyebaran Prospek Panas Bumi di Indonesia
(Direktorat Jenderal Migas, 1996)

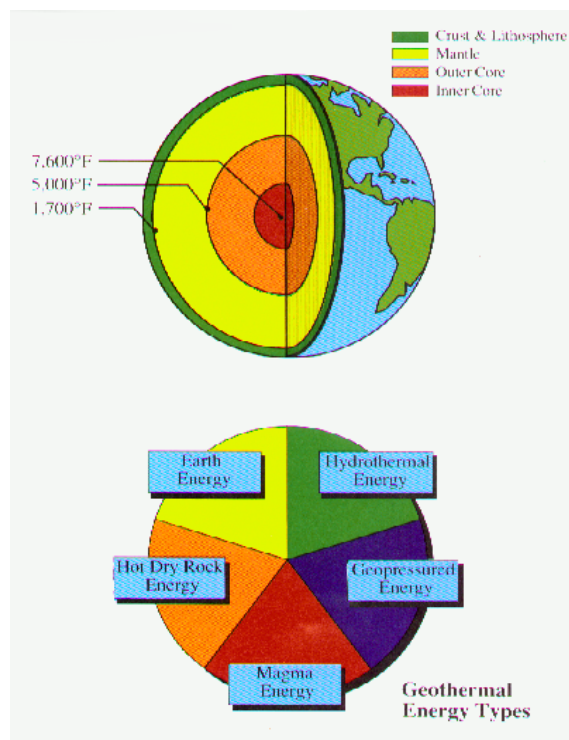
2.3 JENIS-JENIS ENERGI DAN SISTIM PANASBUMI

Energi panasbumi diklasifikasikan kedalam lima kategori seperti diperihatkan pada Gambar 2-22. Dari semua energi tersebut di atas, energi dari sistim hidrotermal (hydrothermal system) yang paling banyak dimanfaatkan karena pada sistim hidrotermal, pori-pori batuan mengandung air atau uap, atau keduanya, dan reservoir umumnya letaknya tidak terlalu dalam sehingga masih ekonomis untuk diusahakan.

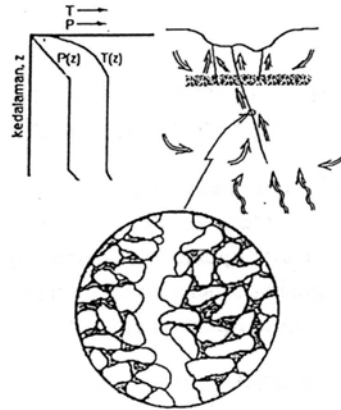
Berdasarkan pada jenis fluida produksi dan jenis kandungan fluida utamanya, sistim hidrotermal dibedakan menjadi dua, yaitu sistim satu fasa atau sistim dua fasa.

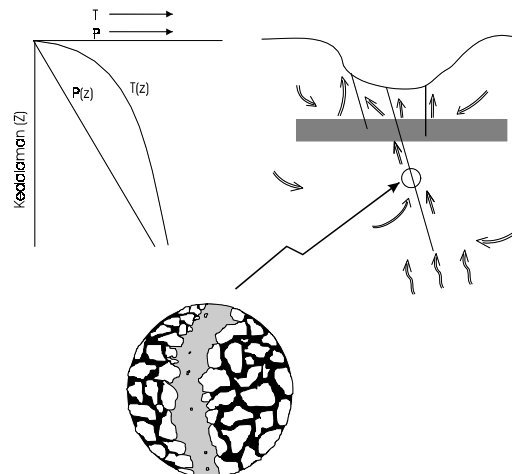
Pada sistim satu fasa, sistim umumnya berisi air yang mempunyai temperatur 90 - 180^{0}C dan tidak terjadi pendidihan bahkan selama eksploitasi. Contoh dari sistim ini adalah lapangan panasbumi di Tianjin (Cina) dan Waiwera (Selandia Baru).

Ada dua jenis sistim dua fasa, yaitu:

1. **Sistim dominasi uap atau *vapour dominated system***, yaitu sistim panasbumi di mana sumur-sumurnya memproduksikan uap kering atau uap basah karena rongga-rongga batuan reservoirnya sebagian besar berisi uap panas. Dalam sistim dominasi uap, diperkirakan uap mengisi rongga-rongga, saluran terbuka atau rekahan-rekahan (Gambar 2-23), sedangkan air mengisi pori-pori batuan. Karena jumlah air yang terkandung di dalam pori-pori relatif sedikit, maka saturasi air mungkin sama atau hanya sedikit lebih besar dari saturasi air konat (S_{wc}) sehingga air terperangkap dalam pori-pori batuan dan tidak bergerak.

Gambar 2-22
Jenis-jenis Energi Panasbumi

Lapangan Kamojang dan Darajat termasuk kedalam kategori jenis ini, karena sumur-sumur umumnya menghasilkan uap kering. Di Lapangan Kamojang diperkirakan 35% dari batuan reservoirnya berisi air (Satulasi air = 35%), sedangkan rongga-rongga lainnya berisi uap. Demikian pula halnya di Lapangan Darajat, diperkirakan 33% dari batuan reservoirnya berisi air. Dalam sistim

dominasi uap tekanan dan temperatur umumnya relatif tetap terhadap kedalaman seperti diperlihatkan pada Gambar 2-23.

Gambar 2-23
Sistim Dominasi Uap

2. **Sistim dominasi air atau *water dominated system*** yaitu sistim panasbumi dimana sumur-sumurnya menghasilkan fluida dua fasa berupa campuran uap air. Dalam sistim dominasi air, diperkirakan air mengisi rongga-rongga, saluran terbuka atau rekahan-rekahan (Gambar 2-24). Lapangan Awibengkok termasuk kedalam jenis ini, karena sumur-sumur umumnya menghasilkan uap dan air. Seperti dapat dilihat pada Gambar 2-23 dan 2-24, profil tekanan dan temperatur terhadap kedalaman sangat berlainan. Pada sistim dominasi air, baik tekanan maupun temperatur tidak konstant terhadap kedalaman.

Gambar 2-24
Sistim Dominasi Air

Dibandingkan dengan temperatur reservoir minyak, temperatur reservoir panasbumi relatif sangat tinggi, bisa mencapai 350^0C. Berdasarkan pada besarnya temperatur, Hochstein (1990) membedakan sistim panasbumi menjadi tiga, yaitu:

1. Sistim panasbumi bertemperatur rendah, yaitu suatu sistim yang reservoirnya mengandung fluida dengan temperatur lebih kecil dari 125^0C.
2. Sistim/reservoir bertemperatur sedang, yaitu suatu sistim yang reservoirnya mengandung fluida bertemperatur antara 125^0C dan 225^0C.
3. Sistim/reservoir bertemperatur tinggi, yaitu suatu sistim yang reservoirnya mengandung fluida bertemperatur diatas 225^0C.

Sistim panasbumi seringkali juga diklasifikasikan berdasarkan entalpi fluida yaitu sistim entalpi rendah, sedang dan tinggi. Kriteria yang digunakan sebagai dasar klasifikasi pada kenyataannya tidak berdasarkan pada harga entalphi, akan tetapi berdasarkan pada temperatur mengingat entalphi adalah fungsi dari temperatur. Pada Tabel dibawah ini ditunjukkan klasifikasi sistim panasbumi yang biasa digunakan.

Tabel 2-3
Klasifikasi Sistim Panasbumi
Berdasarkan Temperatur

	Muffer & Cataldi (!978)	Benderiter & Cormy (1990)	Haenel, Rybach & Stegna (1988)	Hochestein (1990)
Sistim panasbumi entalphi rendah	<90^{o}C	<100^{o}C	<150^{o}C	<125^{o}C
Sistim panasbumi entalphi sedang	90-150^{o}C	100-200^{o}C	-	125-225^{o}C
Sistim panasbumi entalphi tinggi	>150^{o}C	>200^{o}C	>150^{o}C	>225^{o}C

2.4 SISTIM PANASBUMI DI INDONESIA

Karakteristik prospek-prospek panasbumi di Indonesia dijelaskan oleh Budihardi sebagai berikut (1998). Prospek-prospek panas bumi yang terletak pada jalur gunung api di Pulau Sumatera, Jawa, Bali, Nusatenggara, Maluku dan ujung utara Pulau Sulawesi umumnya mempunyai temperatur yang cukup tinggi yang berkaitan dengan kegiatan gunung api muda. Pada daerah ini, prospek panas bumi dapat diklasifikasikan kedalam 2 katagori: prospek panas bumi yang berkaitan dengan gunung api aktif saat sekarang (resen) dan prospek panas bumi yang berkaitan dengan gunung api kuarter yang sudah tidak aktif dan berumur lebih tua.

– Prospek panas bumi yang berkaitan dengan gunung api aktif saat sekarang umumnya mempunyai temperatur tinggi dan kandungan gas magmatik yang cukup besar serta permeabilitas bawah permukaan yang relatip kecil.

Pelamparan daerah prospek tidak terhampar luas dan hanya terbatas di sekitar cerobong gunung apinya.

– Prospek panas bumi pada katagori kedua yang berasosiasi dengan aktifitas vulkanik kuarter mempunyai pelamparan prospek yang luas dan permeabillitas reservoir yang lebih besar yang diakibatkan oleh perkembangan struktur geologi yang sudah matang (mature).

Survei eksplorasi yang dilakukan oleh Pertamina hampir diseluruh daerah panas bumi di Indonesia menyimpulkan bahwa:

– Sistim panas bumi yang berasosiasi dengan gunung api berumur lebih kecil dari 400.000 tahun umumnya mempunyai panas yang cukup untuk digunakan sebagai pembangkit tenaga listrik komersil (temperatur tinggi).
– Prospek panas bumi yang berasosiasi dengan gunung api yang berumur lebih tua umumnya mempunyai temperatur <200°C.

Di daerah lainnya seperti Sulawesi tengah, tenggara, selatan dan Irian Jaya, manifestasi panas di permukaan bersumber dari air meteorik yang terpanasi oleh sistim gunung api tua atau terpanasi oleh sumber panas yang dihasilkan oleh energi mekanis pensesaran. Prospek panas bumi yang berkaitan dengan sistim ini akan mempunyai temperatur fluida reservoir yang rendah.

Sistim panas bumi di Indonesia dapat dibagi kedalam dua katagori: sistim dominasi uap dan sistim dominasi air panas.

Sistim dominasi uap merupakan sistim yang sangat jarang dijumpai dimana reservoir panas buminya mempunyai kandungan fasa uap yang lebih dominan dibandingkan dengan fasa airnya. Rekahan umumnya terisi oleh uap dan pori-pori batuan masih menyimpan air. Reservoir air panasnya umumnya terletak jauh di kedalaman di bawah reservoir dominasi uapnya.

Dua lapangan yang telah terbukti termasuk kedalam sistim dominasi uap yaitu lapangan Kamojang dan Darajat yang keduanya terletak di Pulau Jawa. Kedua lapangan ini dicirikan oleh temperatur reservoir antara 230°C sampai 246°C (Kamojang) dan antara 230°C sampai 250°C (Darajat) dengan kedalaman puncak reservoir panas bumi Kamojang rata-rata berkisar antara 800 m sampai 1200 m dan sekitar 700 m sampai 1000 m untuk lapangan Darajat.

Secara umum dapat disimpulkan bahwa reservoir sistim dominasi uap di Indonesia mempunyai temperatur reservoir yang hampir homogen antara 230°C sampai 250°C dengan kedalaman puncak reservoir yang relatif dangkal 700 sampai 1200 m, jauh lebih dangkal dari reservoir panas bumi sistim dominasi air.

Sistim dominasi air merupakan sistim panas bumi yang umum terdapat di dunia dimana reservoirnya mempunyai kandungan air yang sangat dominan walaupun "boiling" sering terjadi pada bagian atas reservoir membentuk lapisan penudung uap yang mempunyai temperatur dan tekanan tinggi.

Lapangan-lapangan panas bumi yang sudah atau sedang dikembangkan dan termasuk kedalam sistim ini terdiri dari lapangan Dieng, G. Salak, Patuha, Bali, Karaha, Wayang-Windu, Ulubelu, Sibayak dan Sarulla. Survei eksplorasi panas bumi di daerah lainnya secara keseluruhan memperlihatkan sistim air panas. Temperatur reservoir pada sistim ini sangat bervariasi dan sering mencapai lebih besar dari 300°C dengan landaian tekanan dikontrol oleh tekanan hidrostatik. Reservoir umumnya diisi oleh air panas NaCl.

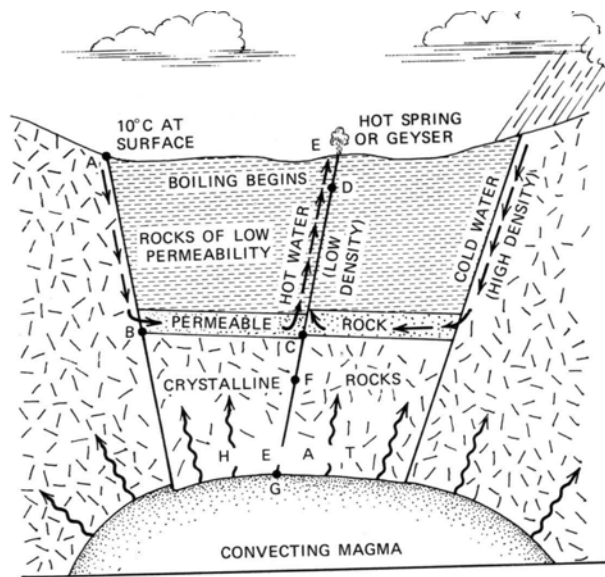
Pada lapangan-lapangan sistim air panas tersebut di atas, temperatur reservoir bervariasi dari 200°C sampai maksimum 347°C. Sumur-sumur produksi yang menembus reservoir air panas pada lapangan-lapangan tersebut menghasilkan fluida dua fasa sehingga diperlukan separator untuk memisahkan keduanya. Air limbah yang dihasilkan diinjeksikan kembali kedalam reservoir untuk kepentingan lingkungan dan untuk mempertahankan volume fluida dalam reservoir.

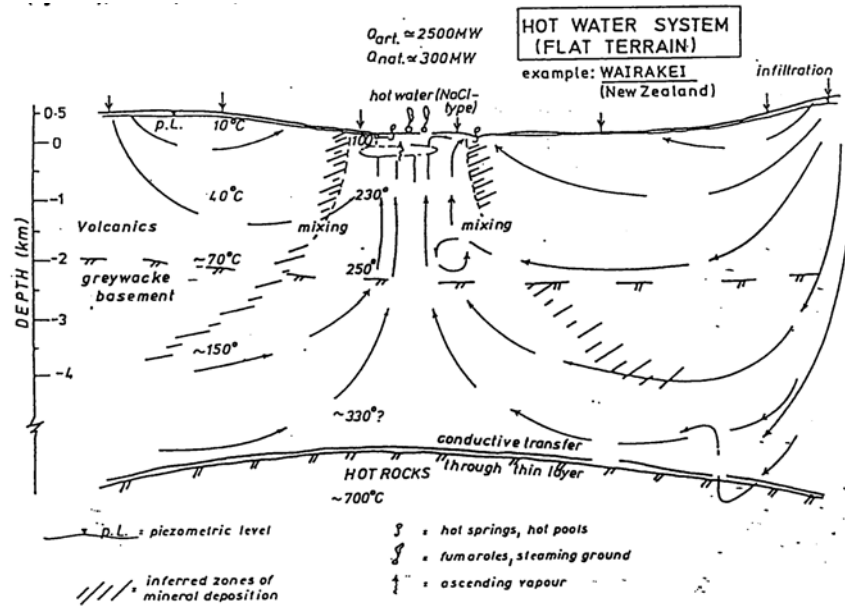
Kedalaman puncak reservoir pada lapangan-lapangan tersebut bervariasi dari 1000 m sampai 1500 m untuk lapangan panas bumi di Sumatera (Sibayak, Sarulla, Ulubelu) dan berkisar antara 1000 m sampai 2500 m untuk lapangan panas bumi di Pulau Jawa, Bali dan Sulawesi.

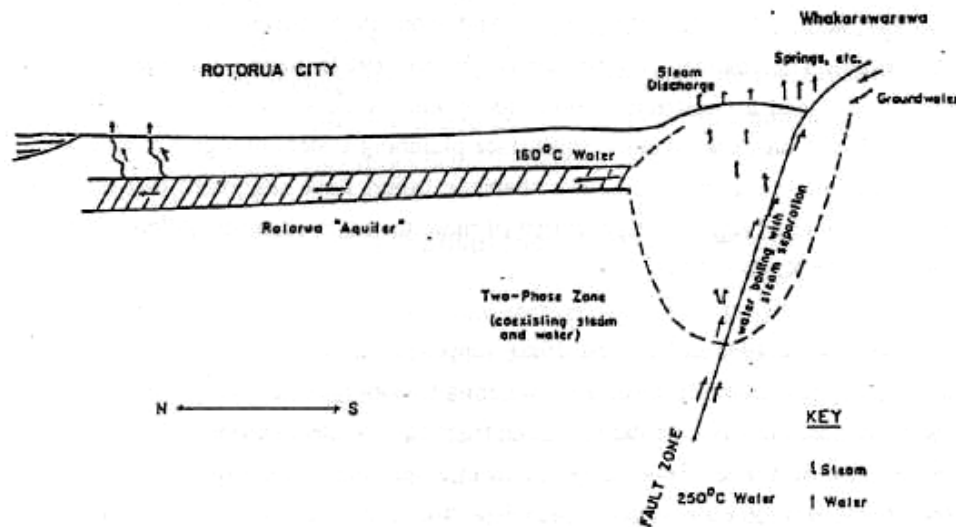
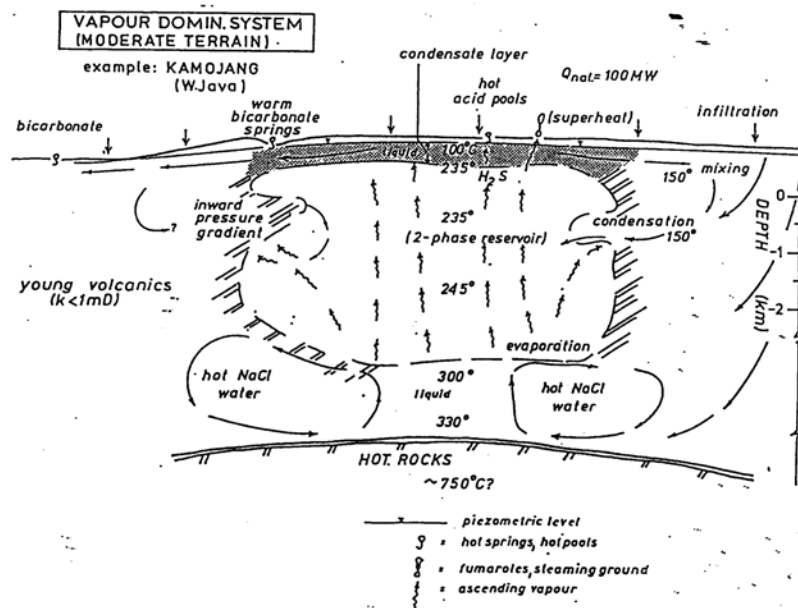
2.5 MODEL SISTIM PANASBUMI

Gambaran mengenai sistim panasbumi (sistim hidrothermal) di suatu daerah biasanya dibuat dengan memperlihatkan sedikitnya lima komponen, yaitu sumber panas, reservoir dan temperaturnya, sumber air, serta manifestasi panasbumi permukaan yang terdapat di daerah tersebut. Komponen-komponen lain yang sering diperlihatkan dalam model adalah penyebaran batuan, jenis dan arah aliran air di bawah permukaan. Model sistim panasbumi atau biasa disebut "conceptual model" dibuat berdasarkan hasil evaluasi data geologi, hidrologi, geofisika, geokimia dan data sumur.

Setiap sistim hidrotermal mempunyai karakateristik yang unik, satu sama lain berbeda, tidak hanya dari manifestasi permukaannya, tetapi juga karakteristik reservoirnya. Keunikan dari masing-masing sistim merupakan hasil interaksi berbagai faktor, antara lain ukuran dan bentuk dari batuan sumber panas, struktur geologi, permeabilitas, topography, hidrologi permukaan (suhu dan infiltrasi). Beberapa contoh model sederhana diperlihatkan pada Gambar 2-25 s/d 2-30.

Gambar 2-25 memperlihatkan model dari White (1967), yang dengan jelas memperlihatkan idenya mengenai sirkulasi fluida di suatu sistim hidrotermal. Ia berpendapat bahwa fluida panasbumi berasal dari air permukaan (meteoric water) yang masuk ke batuan di bawah permukaan melalui rekahan-rekahan atau batuan permeabel. Di bawah permukaan air tersebut bila kontak dengan batuan panas akan menjadi panas. Karena air panas lebih ringan dari air dingin, maka air panas akan cenderung bergerak ke atas, yang apabila struktur geologi memungkinkan maka air tersebut akan mengalir melalui rekahan-rekahan dan atau batuan permeabel, dan kemudian muncul di permukaan sebagai mata air panas, geyser dll. Perubahan fasa mungkin saja terjadi dalam perjalanannya, yaitu pada saat temperatur air telah mencapai temperatur saturasinya atau temperatur titik didihnya. Bila hal itu terjadi maka fluida akan berupa campuran uap-air. Bila pada kedalaman tertentu temperatur air lebih besar dari temperatur saturasinya maka di dalam sistim hanya terdapat satu fasa saja, yaitu fasa uap. Teori tersebut di atas jelas memperlihatkan bahwa manifestasi panasbumi di permukaan pada dasarnya merupakan ekspresi permukaan dari suatu sistim konveksi yang sangat besar.

Gambar 2-25
Model Sistim Panasbumi dari White (1967)

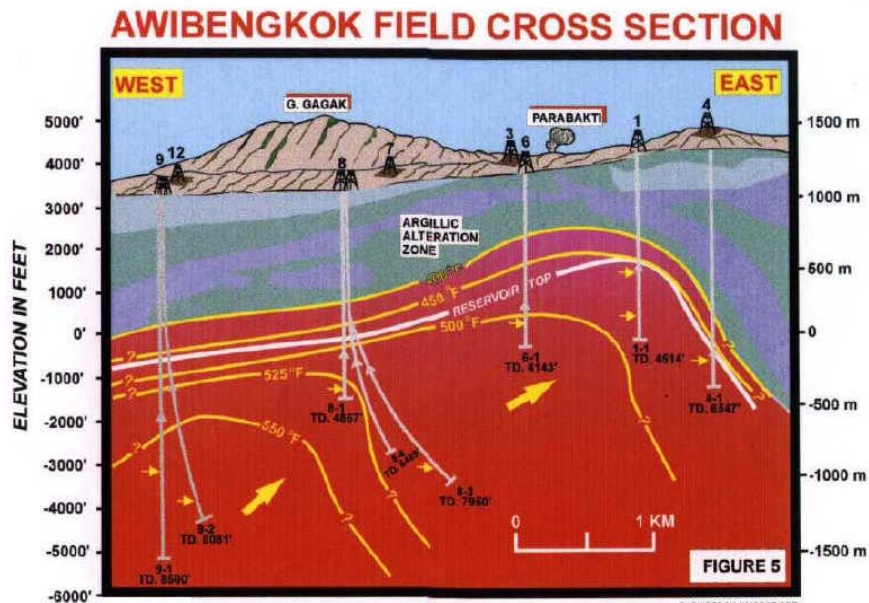
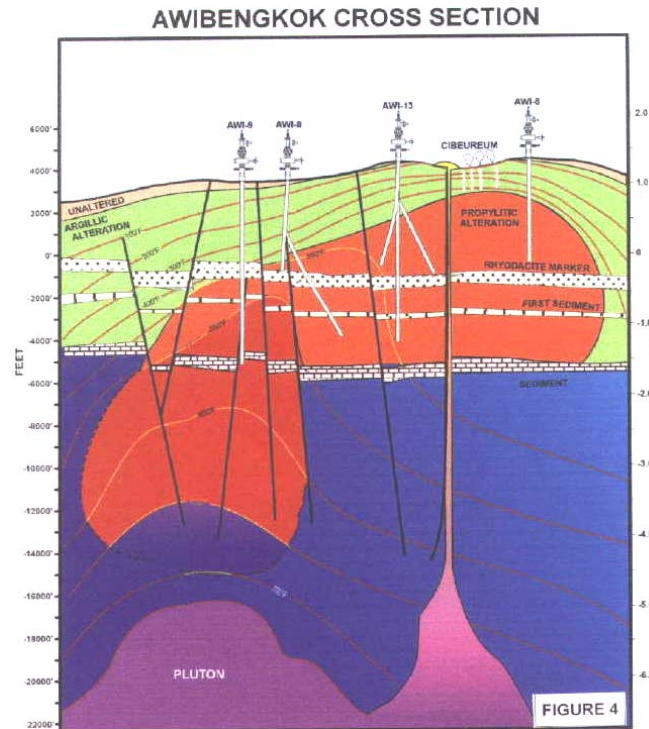
Gambar 2-26 memperlihatkan model sistim panasbumi di lapangan Wairakei – NZ, lapangan kedua di dunia yang fluidanya dimanfaatkan untuk pembangkit listrik. Sistim panasbumi di lapangan tersebut merupakan sistim dominasi air bertemperatur 220-230^{o}C.

Gambar 2-26
Model Sistim Panasbumi di Lapangan Wairakei (Hochstein, 199?)

Pada Gambar 2-27 diperlihatkan model sistim panasbumi di Rotorua (New Zealand) menurut Donaldson & Grant (1981). Mereka memperkirakan bahwa sumber energi dan fluida panasbumi terdapat di bawah daerah Whakarewarewa yaitu daerah dimana terdapat berbagai jenis manifestasi permukaan. Air panas di reservoir diperkirakan mempunyai temperatur 230-250^{0}C. Air tersebut bergerak ke atas dan kemudian berbelok secara horizontal ke bawah kota Rotorua, tapi ada juga yang bergerak terus ke atas melalui rekahan-rekahan dan muncul di daerah yang bernama Whakarewarewa, sebagai geyser, mata air panas, steaming ground dll. Sejak awal tahun 1900 penduduk kota Rotorua telah memanfaatkan air panasbumi tidak hanya untuk mencuci, mandi dan memasak, tetapi juga untuk memenuhi kebutuhan air panas dan pemanasan ruangan baik di rumah-rumah maupun di hotel-hotel. Sekitar seribu sumur telah di bor di kota Rotorua pada kedalaman 150-200 m sumur telah menembus zona air bertemperatur sekitar 100 – 150^{0}C), karena sebelum tahun 1980 tidak ada undang-undang yang mengatur pemboran sumur dan pemakaian fluida panasbumi di kota ini. Sejak pertengahan tahun 1980 secara bertahap pemerintah menutup sejumlah besar sumur produksi di kota ini karena produksi fluida panasbumi yang berlebihan sejak awal tahun 1900 telah menyebabkan penurunan aktivitas beberapa geyser di tempat-tempat yang banyak dikunjungi turis. Saat ini di kota Rotorua hanya ada 200 sumur produksi.

Gambar 2-27
Model Sistim Panasbumi di Lapangan Rotorua-New Zealand
(Donaldson & Grant, 1981)

Gambar 2-28
Model Sistim Panasbumi di Lapangan Kamojang (Hochstein, 19??)

Gambar 2-28 memperlihatkan sistim panasbumi di daerah Kamojang. Sumur-sumur yang telah dibor di lapangan ini telah membuktikan bahwa sistim panasbumi di daerah ini adalah sistim dominasi uap yang mempunyai temperatur 235-245^{0}C.

Reservoir terdapat pada kedalaman 500-2500 m. Berdasarkan pada data resistivity, jenis batuan dan data hasil analisa air, Hochstein (1975) memperkirakan bahwa di atas reservoir, yaitu pada kedalaman sekitar 150-500 m, terdapat lapisan kondensat yang cukup tebal. Ketebalan lapisan tersebut bervariasi, tetapi umumnya sekitar 350-650 m, kecuali di daerah tempat terdapatnya manifestasi panasbumi di mana ketebalan lapisan kondensat hanya 150-180 m. Temperatur dilapisan lebih rendah, yaitu 100-230^{0}C.

Sistim panasbumi di daerah Darajat (sekitar 10 km dari Kamojang) juga merupakan sistim dominasi uap. Temperatur reservoir juga hampir sama, yaitu 235-247^{0}C. Jenis manifestasi panasbumi yang terdapat di daerah ini adalah fumarole, mata air panas yang bersifat asam karena kandungan $S0_4^{2-}$-nya tinggi dan mata air panas yang mengandung $HC0^{3-}$ dan $S0_4^{2-}$ tinggi.

Gambar 2-29 dan 2-30 memperlihatkan model sistim panasbumi di lapangan Awibengkok Gunung Salak. Sumur-sumur yang dibor di lapangan ini telah membuktikan bahwa sistim panasbumi yang terdapat di lapangan tersebut merupakan sistim dominasi air yang mempunyai temperature 220-315^{o}C (430-600^{o}C).

Gambar 2-29
Model Sistim Panasbumi di Lapangan Awibengkok Gunung Salak (Gunung Salak Geothermal Project Guide Book, 1996).

Gambar 2-30
Model Sistim Panasbumi di Lapangan Awibengkok Gunung Salak
(Gunung Salak Geothermal Project Guide Book, 1999).

Seperti diperlihatkan pada Gambar 2-25 s/d 2-30, tiap sistim panasbumi mempunyai keunikan yang berbeda-beda, tapi menurut Henley dan Ellis (1983) pada dasarnya ada dua prototipe model sistim hidrotermal bertemperatur tinggi, yaitu model sistim hidrotermal yang terdapat di daerah datar (flat terrain) dan di daerah pegunungan (mountainous terrain).

Pada sistim hidrothermal yang terdapat di daerah datar airnya berasal dari permukaan (meteoric water). Panas, dengan sejumlah kecil air, Chloric, gas dan ion-ion yang terlarut lainnya diperoleh dari magma yang terdapat di bawahnya. Hal ini menyebabkan bagian bawah dari sistim berisi air Klorida yang bersifat hampir netral sedangkan bagian atasnya adalah zona dua fasa. Pemisahan fasa uap yang terjadi di dekat permukaan menyebabkan terbentuknya fumarole di permukaan. Percampuran antara kondesat (hasil kondensasi uap) dengan air tanah menyebabkan terbentuknya air asam sulphate dan bikarbonat. Bercampurnya berbagai jenis air pada kedalaman dangkal menghasilkan air dengan komposisi sangat beraneka ragam. Outflow atau air panas yang muncul di permukaan (mata air panas) adalah air klorida, jarang air bikarbonat. Contoh dari sistim jenis ini adalah sistim panasbuni yang terdapat di Taupo Volcanic Zone, New Zealand.

Pada dasarnya proses yang terjadi pada sistim hidrothermal yang terdapat di daerah pegunungan sama saja. Perbedaan utama adalah bahwa mata air panas yang bersifat klorida biasanya terbentuk beberapa kilometer jauhnya dari bagian utama sistim panasbumi (main hot upflow zone). Lokasi dari bagian utama sistim tersebut ditunjukkan antara lain oleh oleh fumarole, alterasi batuan dll. Contoh dari sistim ini adalah sistim panasbumi di Tongonan, Palinpinon, Bacon-Manito (Phillipina), Ahuachapan di Elsavador.

Ditinjau dari iklim, kedua model tersebut cocok untuk sistim yang terjadi di daerah-daerah dengan curah hujan tinggi seperti New Zealand, Indonesia, dan Philipines.

BAB III

PEMANFAATAN FLUIDA PANASBUMI

Sebelum abad keduapuluh fluida panasbumi (geothermal) hanya digunakan untuk mandi, mencuci dan memasak. Dewasa ini pemanfaatan fluida panasbumi sangat beraneka ragam, baik untuk pembangkit listrik maupun untuk keperluan-keperluan lainnya di sektor non-listrik, yaitu untuk memanasi ruangan, rumah kaca, tanah pertanian, mengeringkan hasil pertanian dan peternakan, mengeringkan kayu dll. Dalam Bab ini dibahas beberapa kemungkinan penggunaannya.

3.1 FLUIDA PANASBUMI UNTUK PEMBANGKIT LISTRIK

Fluida panasbumi bertemperatur tinggi (>225^{o}C) telah lama digunakan di beberapa negara untuk pembangkit listrik, namun beberapa tahun terakhir ini perkembangan teknologi telah memungkinkan digunakannya fluida panasbumi bertemperatur sedang (150-225^{o}C) untuk pembangkit listrik.

Selain temperatur, faktor-faktor lain yang biasanya dipertimbangkan dalam memutuskan apakah suatu sumberdaya panasbumi tepat untuk dimanfaatkan sebagai pembangkit listrik adalah sebagai berikut:

1. Sumberdaya mempunyai kandungan panas atau cadangan yang besar sehingga mampu memproduksikan uap untuk jangka waktu yang cukup lama, yaitu sekitar 25-30 tahun.
2. Sumberdaya panasbumi memproduksikan fluida yang mempunyai pH hampir netral agar laju korosinya relatif rendah, sehingga fasilitas produksi tidak cepat terkorosi. Selain itu hendaknya kecenderungan fluida membentuk scale relatif rendah.
3. Reservoirnya tidak terlalu dalam, biasanya tidak lebih dari 3 km.
4. Sumberdaya panasbumi terdapat di daerah yang relatif tidak sulit dicapai.
5. Sumberdaya panasbumi terletak di daerah dengan kemungkinan terjadinya erupsi hidrothermal relatif rendah. Diproduksikannya fluida panasbumi dapat meningkatkan kemungkinan terjadinya erupsi hidrotermal.

Negara pertama yang memanfaatkan uap panasbumi untuk pembangkit listrik adalah Italy. Sumur-sumur di lapangan tersebut menghasilkan uap kering (dry steam) bertemperatur tinggi yang sangat baik digunakan untuk pembangkit listrik. Pusat listrik tenaga panasbumi (PLTP) pertama di bangun pada tahun 1913 di Larderello dengan kapasitas listrik terpasang sebesar 250 kW. Pada tahun 1940 kapasitas listrik dari PLTP tersebut ditingkatkan menjadi 130 MW. PLTP pertama di dunia ini

hancur pada masa perang dunia ke II, tetapi setelah itu dibangun kembali dengan kapasitas 500 MW.

New Zealand merupakan negara kedua yang memanfaatkan fluida panasbumi untuk pembangkit listrik. PLTP kedua di dunia tersebut terletak di Wairakei dan dikembangkan secara bertahap dari tahun 1958 hingga tahun 1963 sehingga kapasitas instalasi listrik dari PLTP Wairakei menjadi 192 MW. Berbeda dengan sumur-sumur di lapangan Larderello-Italy yang menghasilkan uap kering (dry steam), sumur-sumur di lapangan Wairakei menghasilkan fluida dua fasa yaitu uap-air. Uap dan air dari sumur produksi dipisahkan di dalam separator dan kemudian uapnya dialirkan ke turbin untuk membangkitkan listrik.

Amerika baru memanfaatkan energi panasbumi sekitar tahun 1960-1970. Lapangan the Geysers dikembangkan dan uapnya dimanfaatkan untuk pembangkit listrik. Kapasitas listrik terpasang di PLTP ini sangat besar, yaitu sebesar 1000 MW. Seperti halnya lapangan Larderello, sumur-sumur di lapangan the Geysers juga menghasilkan uap kering.

Fluida panasbumi umumnya hanya dimanfaatkan sebagai pembangkit listrik di negara negara lain setelah tahun 1979. Meningkatnya kebutuhan akan energi serta meningkatnya harga, minyak, khususnya pada tahun 1973 dan 1979, telah memacu negara-negara lain untuk mengurangi ketergantungan mereka pada minyak dengan cara memanfaatkan fluida panasbumi. Hal ini terlihat dari meningkatnya kapasitas instalasi listrik tenaga panasbumi pada tahun-tahun berikutnya. Dari tahun 1979 hingga akhir tahun 1986, kapasitas listrik tenaga panasbumi dunia naik dari 1759 MW hingga 4733 MW. Walaupun demikian masih banyak negara negara yang belum memanfaatkan sumber daya panasbuminya pada masa itu karena seperti halnya dengan eksplorasi minyak bumi, eksplotasi sumber daya panasbumi juga memerlukan modal yang besar dan risikonya tinggi. Sumber daya panasbumi umumnya terdapat di daerah pegunungan yang sulit dijangkau. Di negara-negara yang mempunyai sumber energi lainnya, sumber daya panasbumi harus bersaing keras dengan sumber energi lainnya.

Di Indonesia usaha pencarian sumber energi panasbumi pertama kali dilakukan di daerah Kawah Kamojang pada tahun 1918. Pada tahun 1926 hingga tahun 1929 lima sumur eksplorasi dibor dimana sampai saat ini salah satu dari sumur tersebut, yaitu sumur KMJ-3 masih memproduksikan uap panas kering atau dry steam. Pecahnya perang dunia dan perang kemerdekaan Indonesia mungkin merupakan salah satu alasan dihentikannya kegiatan eksplorasi di daerah tersebut.

Karena tidak ada dana, kegiatan eksplorasi panasbumi di Indonesia baru dimulai pada tahun 1972. Direktorat Vulkanologi dan Pertamina, dengan bantuan Pemerintah Perancis dan New Zealand melakukan survey pendahuluan di seluruh wilayah Indonesia. Dari hasil survey dilaporkan bahwa di Indonesia terdapat 217 prospek panasbumi, yaitu di sepanjang jalur vulkanik mulai dari bagian Barat Sumatera, terus ke Pulau Jawa, Bali, Nusatenggara dan kemudian membelok ke arah utara melalui

Maluku dan Sulawesi. Sumberdaya panasbumi yang terdapat di Indonesia sangat potensial bila dimanfaatkan sebagai pembangkit listrik, karena umumnya, merupakan sistim hidrothermal yang mempunyai temperatur tinggi (>225^{0}C). Hanya beberapa diantaranya yang mempunyai temperatur sedang (150-225^{0}C).

Walaupun daerah prospek panasbumi di Indonesia sangat banyak jumlahnya, tetapi hingga saat ini baru beberapa lapangan yang telah dikembangkan dalam skala besar dan fluidanya dimanfaatkan untuk pembangkit listrik. Lapangan-lapangan tersebut antara lain adalah Kamojang (140 MWe), Awibengkok-Salak (330 MWe), Darajat (55 MWe), dan Lapangan Wayang Windu (110 MW). Selain itu terdapat dua unit pembangkit listrik tenaga panasbumi skala kecil, yaitu satu unit berkapasitas 2.5 MWe di lapangan Lahendong (Sulawesi Utara) dan satu unit berkapasitas 2 MWe di lapangan Sibayak (Sumatera Utara).

Perkembangan pengusahaan energi panasbumi di Indonesia relatif lambat, antara lain karena Indonesia memiliki banyak sumber energi lain yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit listrik, yaitu air, minyak, gas dan batubara. Selain itu juga harga listrik yang dihasilkan dari uap panasbumi dinilai lebih mahal, terutama jika dibandingkan dengan harga listrik dari batubara. Para ahli geothermal berpendapat bahwa hal ini disebabkan karena biaya penanggulangan pencemaran lingkungan dari batubara belum diperhitungkan. Harga listrik yang dihasilkan dari panasbumi dapat bersaing dan bahkan lebih murah dari harga listrik dari batubara apabila biaya penanggulangan pencemaran lingkungan diperhitungkan, karena dampak pencemaran lingkungan dari batubara lebih besar dari panasbumi. Harga listrik yang dihasilkan dari panasbumi juga tidak dapat bersaing dengan harga listrik yang dihasilkan menggunakan bahan bakar minyak yang saat ini masih disubsidi.

Energi panasbumi yang relatif tidak menimbulkan polusi dan terdapat menyebar di seluruh kepulauan Indonesia (kecuali Kalimantan) sesungguhnya merupakan salah satu energi yang tepat untuk dimanfaatkan untuk pembangkit listrik dimasa yang akan datang untuk memenuhi sebagian dari kebutuhan listrik nasional yang cenderung terus meningkat.

3.1.1 Jenis-jenis Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Panasbumi

Fluida panas bumi yang telah dikeluarkan ke permukaan bumi mengandung energi panas yang akan dimanfaatkan untuk menghasilkan energi listrik. Hal ini dimungkinkan oleh suatu sistem konversi energi fluida panas bumi (*geothermal power cycle*) yang mengubah energi panas dari fluida menjadi energi listrik.

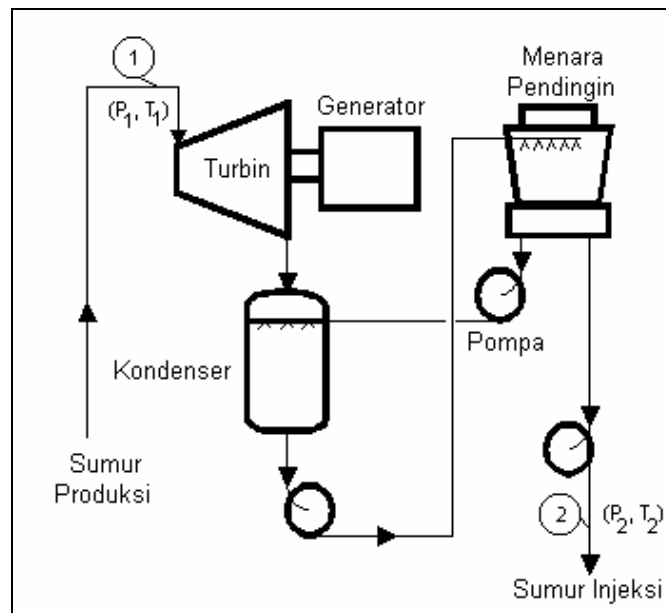
Pembangkit Listrik Tenaga Panasbumi (PLTP) pada prinsipnya sama seperti Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU), hanya pada PLTU uap dibuat di permukaan menggunakan boiler, sedangkan pada PLTP uap berasal dari reservoir panasbumi. Apbila fluida di kepala sumur berupa fasa uap, maka uap tersebut dapat dialirkan langsung ke turbin, dan kemudian turbin akan mengubah energi panas bumi menjadi energi gerak yang akan memutar generator sehingga dihasilkan energi listrik. Apabila fluida panas bumi keluar dari kepala sumur sebagai campuran fluida

dua fasa (fasa uap dan fasa cair) maka terlebih dahulu dilakukan proses pemisahan pada fluida. Hal ini dimungkinkan dengan melewatkan fluida ke dalam separator, sehingga fasa uap akan terpisahkan dari fasa cairnya. Fraksi uap yang dihasilkan dari separator inilah yang kemudian dialirkan ke turbin.

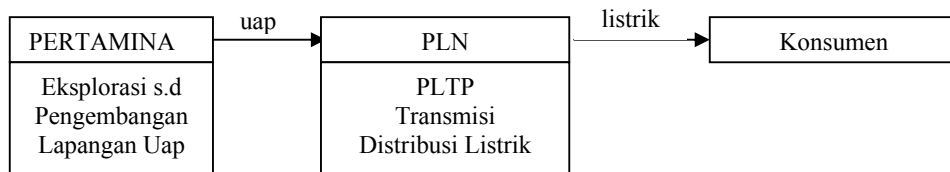
Banyak sistem pembangkitan listrik dari fluida panas bumi yang telah diterapkan di lapangan, diantaranya:

1. Direct Dry Steam
2. Separated Steam
3. Single Flash Steam
4. Double Flash Steam
5. Multi Flash Steam
6. Brine/Freon Binary Cycle
   Brine/Isobutane Binary Cycle
7. Combined Cycle
8. Hybrid/fossil–geothermal conversion system

3.1.2 Siklus Uap Kering (*Direct Dry Steam Cycle*)

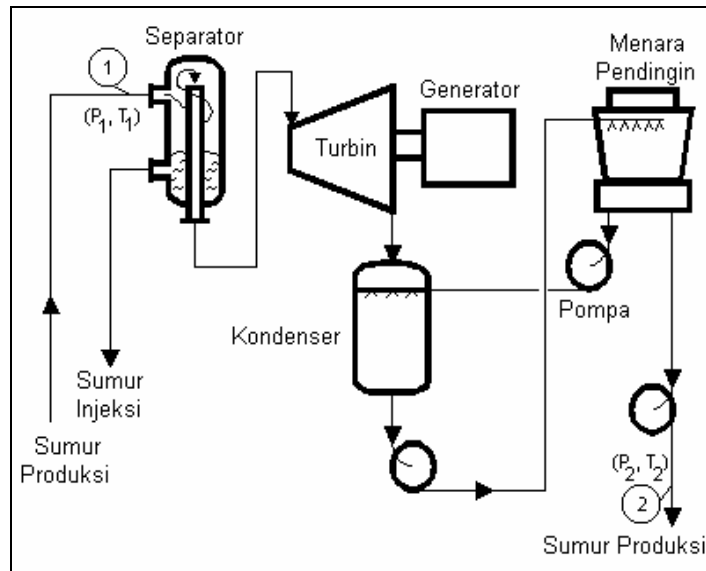
Fluida panasbumi dapat berupa fasa cair, fasa uap atau campuran dari keduanya, tergantung dari tekanan dan temperaturnya. Apabila fluida di kepala sumur berupa fasa uap, maka uap tersebut dapat dialirkan langsung ke turbin (Gambar 3.1). Turbin akan mengubah energi panas bumi menjadi energi gerak yang akan memutar generator sehingga dihasilkan energi listrik.

Gambar 3.1
Skema Instalasi Pembangkit Listrik Uap Kering.

Sistem konversi untuk fluida uap kering merupakan sistem konversi yang paling sederhana dan paling murah. Uap dari turbin dapat dibuang ke atmosfir (*atmospheric exhaust turbine)* atau di alirkan ke kondensor untuk dikondensasikan (*condensing turbine*). Dari kondensor, kondensat kemudian dialirkan ke menara pendingin atau cooling tower dan selanjutnya diinjeksikan kembali ke bawah permukaan. Sebagian dari air kondensat ini dialirkan ke kondensor. Pembangkit listrik yang menggunakan *atmospheric exhaust turbine* mengkonsumsi sekitar dua kali (dalam tekanan inlet yang sama) lebih banyak untuk setiap kilowatt keluaran sehingga banyak energi dan biaya yang terbuang.

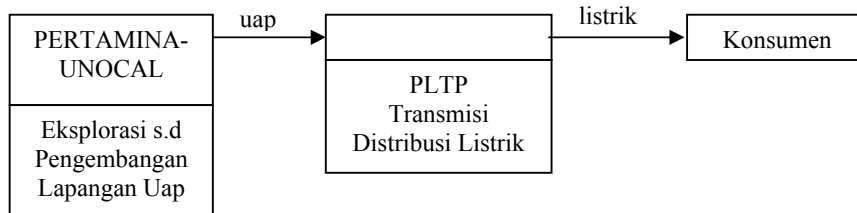
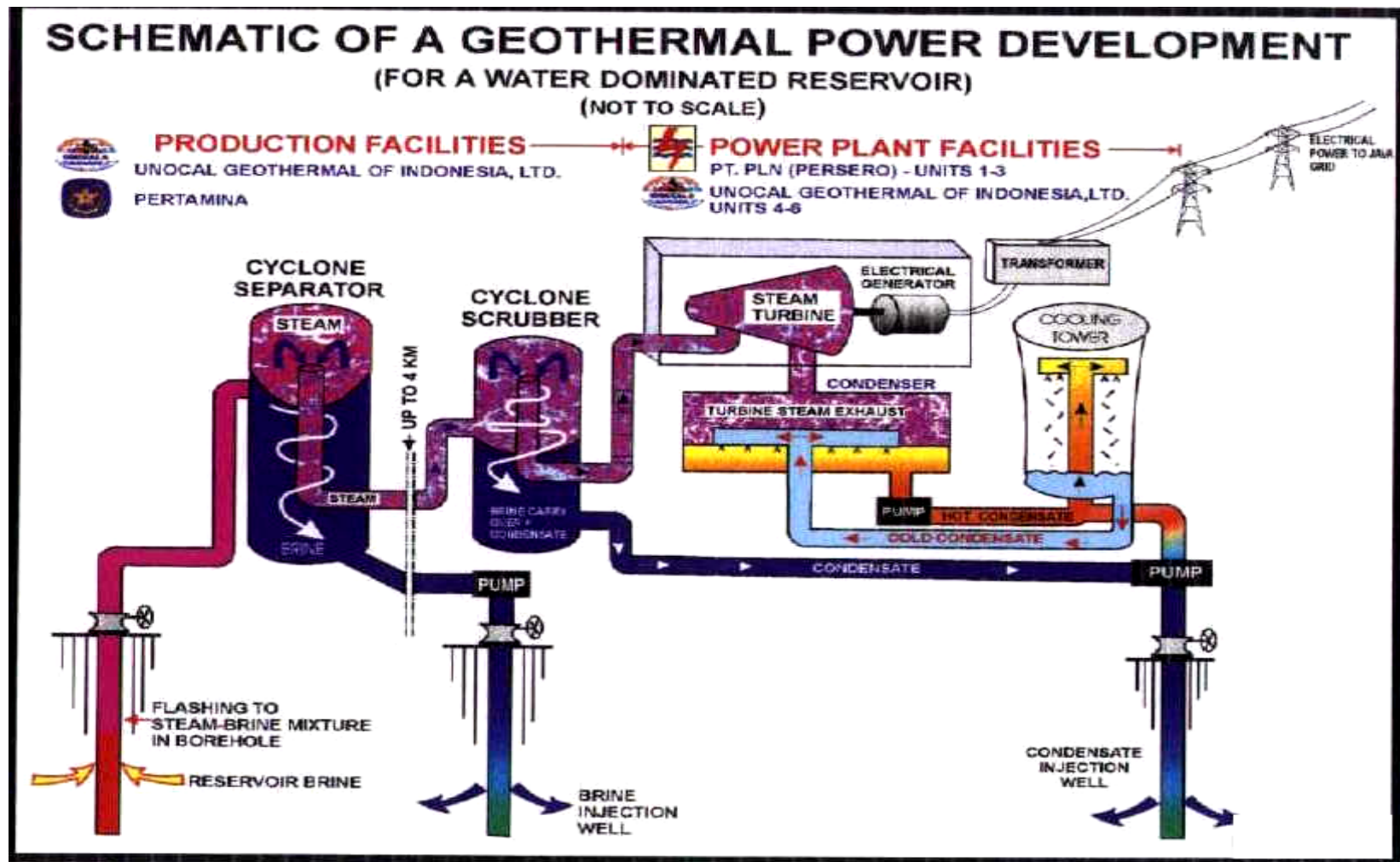
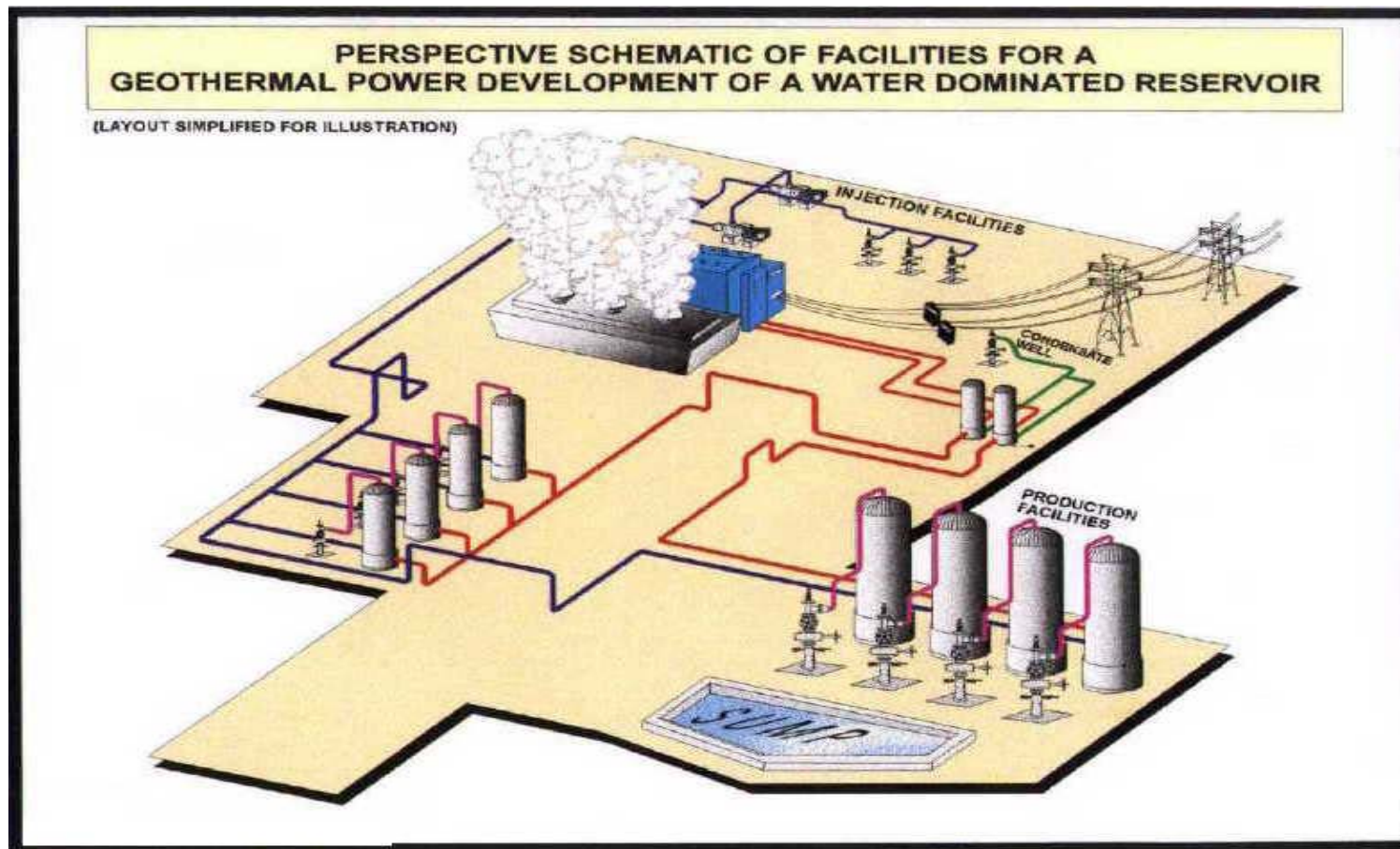
Pembangkitan listrik di PLTP Kamojang pada prinsipnya sama seperti pada Gambar 3.1, karena sumur-sumur di lapangan Kamojang menghasilkan uap kering (temperatur di dalam reservoir 240^{0}C). Unit I dengan kapasitas 30 MW beroperasi pada tanggal 7 Februari 1983. Unit II dan III masing-masing sebesar 55 MW dioperasikan berturut-turut pada tanggal 29 Juli 1987 dan 13 September 1987, sehingga jumlah daya terpasang PLTP Kamojang seluruhnya menjadi 140 MW. Lapangan Kamojang terus dikembangkan. Untuk memenuhi kebutuhan uap PLTP Kamojang telah dimanfaatkan produksi uap dari 26 sumur. Pola pengusahaan panasbumi Kamojang unit 1 s.d unit 3, adalah sebagai berikut:

Proses pembangkitan listrik di Lapangan Darajat, yang terletak sekitar 10 km dari lapangan Kamojang, pada prinsipnya juga sama karena sumur-sumur di lapangan ini menghasilkan uap kering (temperatur reservoir 235-247^{0}C). Pengembangan lapangan Darajat dimulai pada tahun 1984 dengan ditandatanganinya Kontrak Operasi Bersama antara Pemerintah Indonesia dengan Amoseas Ltd. PLTP Darajat mulai beroperasi pada bulan September 1994 dengan kapasitas listrik terpasang sebesar 55 MW.

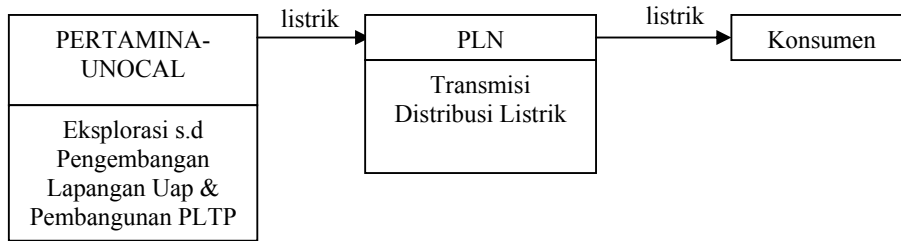
3.1.3 Siklus Uap Hasil Pemisahan (*Separated Steam Cycle*)

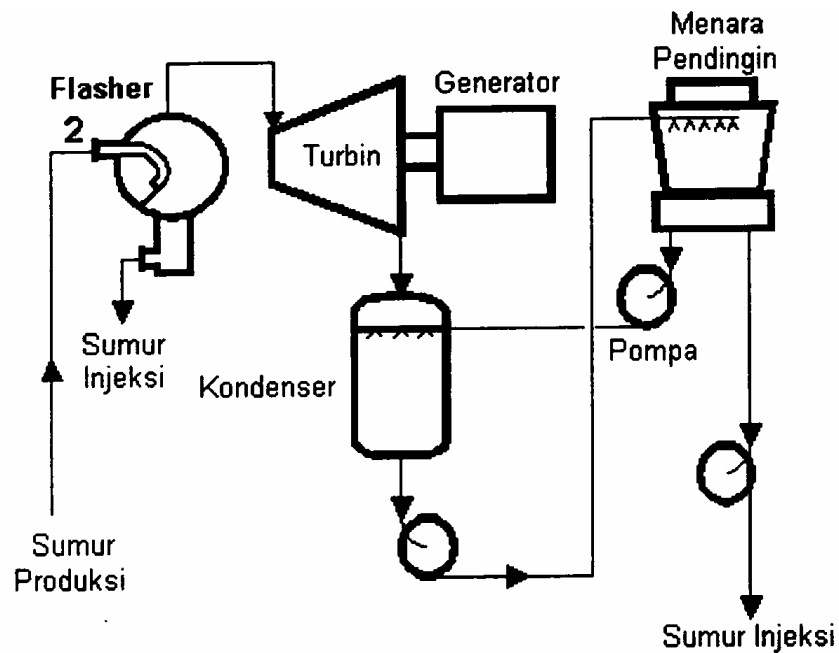
Apabila fluida panas bumi keluar dari kepala sumur sebagai campuran fluida dua fasa (fasa uap dan fasa cair) maka terlebih dahulu dilakukan proses pemisahan pada fluida. Hal ini dimungkinkan dengan melewatkan fluida ke dalam separator, sehingga fasa uap akan terpisahkan dari fasa cairnya. Fraksi uap yang dihasilkan dari separator inilah yang kemudian dialirkan ke turbin. Oleh karena uap yang digunakan adalah hasil pemisahan maka, sistem konversi energi ini dinamakan Siklus uap hasil pemisahan.

Gambar 3.2 memperlihatkan proses pembangkitan listrik dari lapangan panasbumi yang menghasilkan fluida dua fasa, yaitu campuran uap dan air. Fluida dari sumur dipisahkan menjadi fasa uap dan air di dalam separator dimana uapnya kemudian dialirkan ke turbin dan airya diinjeksikan kembali kebawah permukaan.

Gambar 3.2
Skema Diagram Pembangkit Listrik Untuk Fluida Dominasi Air

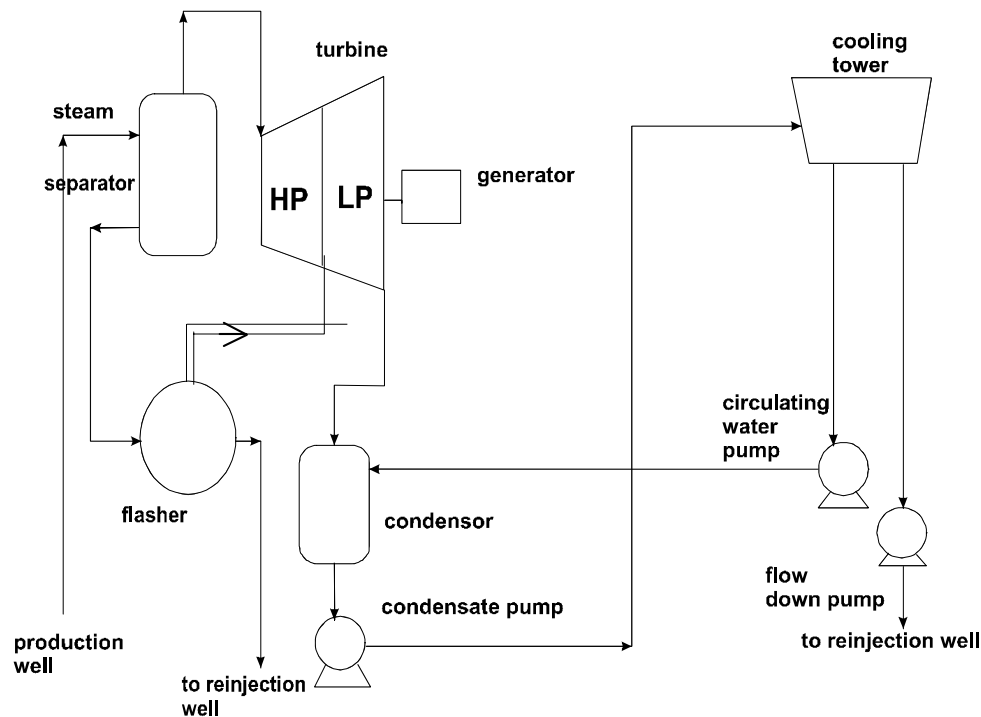
Proses pembangkitan listrik di lapangan Awibengkok-Gunung Salak pada prinsipnya sama, karena sumur-sumur di lapangan tersebut menghasilkan fluida dua fasa, yaitu uap dan air (temperatur reservoir 220-230^{0}C). Pembangunan PLTP di lapangan ini dimulai pada tahun 1990. Unit pertama dari PLTP Gunung Salak mulai beroperasi pada bulan Maret 1994 dengan kapasitas 55 MW, sedangkan unit kedua, juga dengan kapasitas instalasi 55 MW, baru dioperasikan pada bulan Juni 1994. Kapasitas instalasi PLTP Gn. Salak telah ditingkatkan menjadi 330 MW. Instalasi unit 3, 4, 5 dan 6 masing-masing mempunyai kapasitas 55 MWe.

Pola pengusahaan panasbumi lapangan Awibengkok untuk unit 1 s.d 3 adalah sbb:

Gambar 3.3
Skema Diagram Pembangkit Listrik di Lapangan Awibengkok-Gunung Salak

Gambar 3.4
Skema Fasilitas Produksi di Lapangan Awibengkok-Gunung Salak

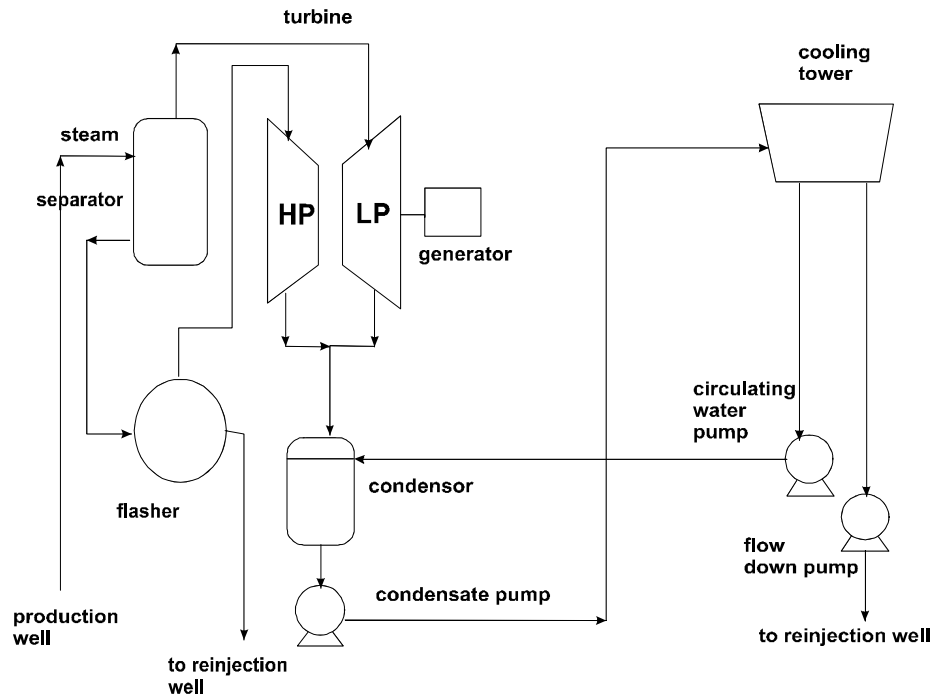
Sedangkan untuk unit 4 s.d 6 adalah sbb:

3.1.4 Siklus Uap Hasil Penguapan (Single Flash Steam)

Sistem ini digunakan bilamana fluida dikepala sumur dalam kondisi air jenuh (saturated liquid). Fluida dialirkan ke sebuah *flasher* agar menguap. Banyaknya uap yang dihasilkan tergantung dari tekanan flasher. Fraksi uap yang dihasilkan kemudian dialirkan ke turbin.

Gambar 3.5
Skema Diagram Pembangkit Listrik dengan Siklus "Single Flash Steam"

3.1.5 Siklus Uap Hasil Pemisahan dan Penguapan (Double Flash Steam)

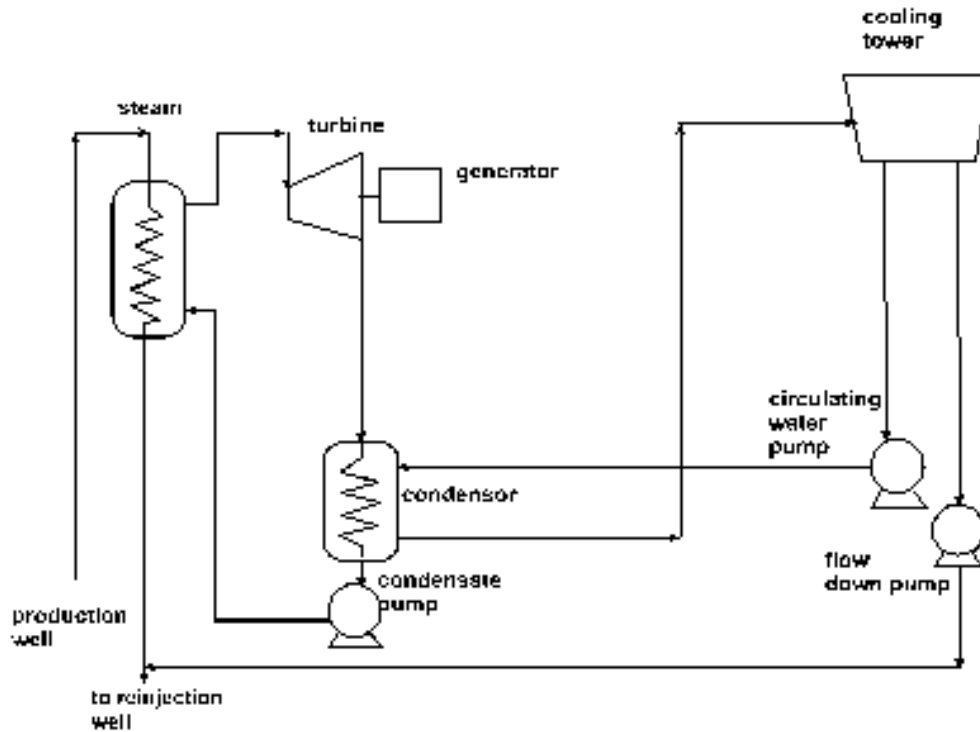
Pada sistem ini digunakan dua pemisahan fluida yaitu separator dan flasher dan digunakan komposisi 2 turbin, yaitu HP-turbine dan LP-turbine yang disusun tandem (ganda), seperti diperlihatkan pada Gambar 3.6. Contoh lapangan yang menggunakan sistem konversi seperti ini adalah Hatchobaru (Jepang), dan Krafla (Iceland).

Gambar 3.6
Skema Diagram Pembangkit Listrik dengan Siklus Double Flash Steam

3.1.6 Siklus Uap Hasil Pemisahan dan Penguapan dengan Dua Turbin Terpisah (Flashing Multi Flash Steam)

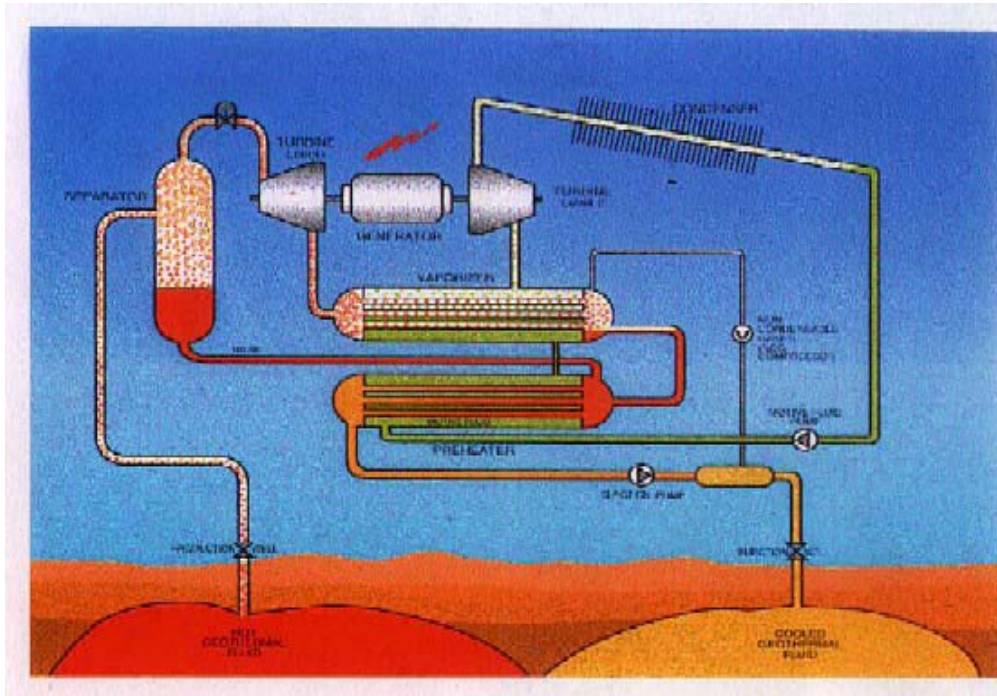
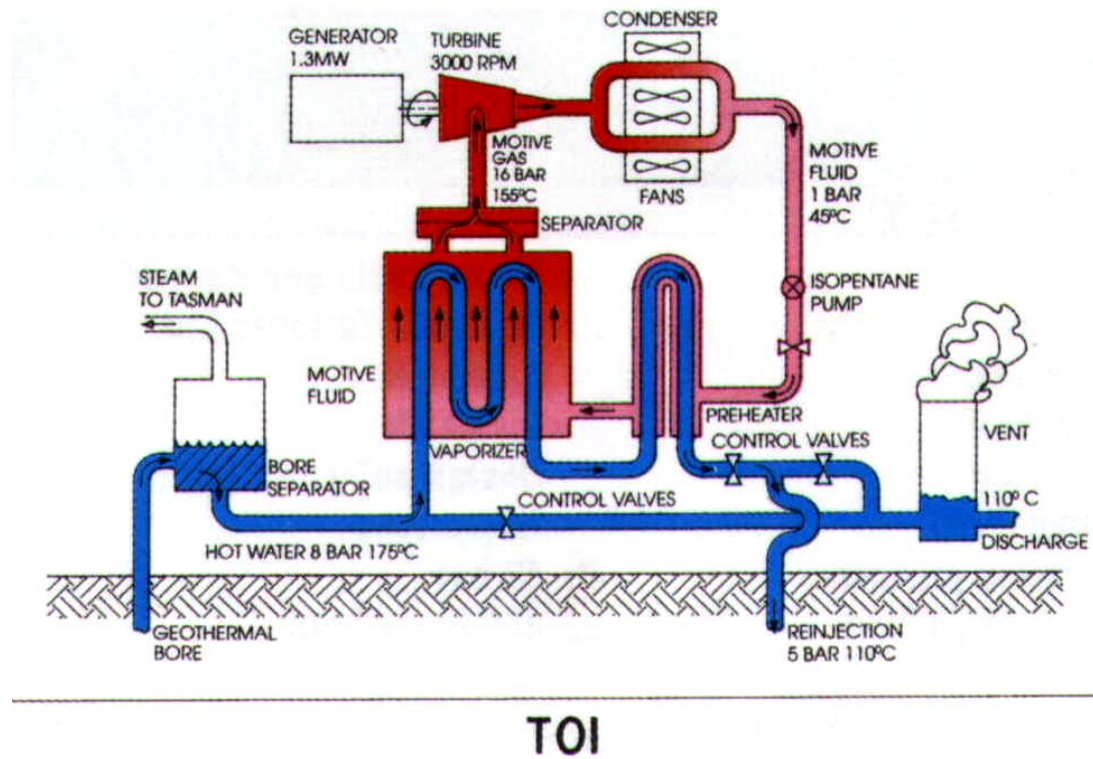
Sistem siklus konversi energi ini mirip dengan sistem double flash, bedanya adalah kedua turbin yang berbeda tekanan disusun secara terpisah (Gambar 3.7), Uap dengan tekanan dan temperatur tinggi yang mengandung air dipisahkan di separator agar diperoleh uap kering yang digunakan untuk menggerakkan high pressure turbin. Turbin akan mengubah energi panas bumi menjadi energi gerak yang akan memutar generator sehingga dihasilkan energi listrik. Air hasil pemisahan dari separator temperatur dan tekanannya akan lebih rendah dari kondisi fluida di kepala sumur. Air ini dialirkan ke flasher agar menghasilkan uap. Uap yang dihasilkan dialirkan ke low pressure turbin sementara air sisanya dibawa ke condensor.

Gambar 3.7
Skema Diagram Pembangkit Listrik Untuk Sistem Multi Flash Steam

3.1.7 Binary Cycle

Umumnya fluida panas bumi yang digunakan untuk pembangkit listrik adalah fluida yang mempunyai temperatur 200^0C, tetapi secara tidak langsung fluida panas bumi temperatur sedang (100-200^0C) juga dapat digunakan untuk pembangkit listrik yaitu dengan cara menggunakannya untuk memanasi fluida organik yang mempunyai titik didih rendah (Gambar 3.8), uap dari fluida organik ini kemudian digunakan untuk menggerakan sudu-sudu turbin sehingga menghasilkan listrik.

Fluida organik dipanasi oleh fluida panasbumi melalui mesin penukar kalor atau heat exchanger. Jadi fluida panas bumi tidak dimanfaatkan langsung melainkan hanya panasnya saja yang diekstraksi, sementara fluidanya sendiri diinjeksikan kembali kedalam reservoir. Dua lapangan yang menggunakan siklus konversi energi seperti ini adalah Parantuka, Kamchatka Peninsula (USSR) dan Otake (Jepang). Di lapangan Lahendong juga terdapat sebuah pembangkit listrik panasbumi siklus binari (binary geothermal power plant) berkapasitas 2,5 MW.

Gambar 3.8
Skema Diagram Pembangkit Listrik Untuk Sistem Binary Cycle

3.1.8 Combined Cycle

Untuk meningkatkan efisiensi pemanfaatan energi panas bumi di beberapa industri mulai digunakan sistim pembangkit listrik dengan siklus kombinasi (combined cycle), seperti diperlihatkan pada Gambar 3.9 dan 3.10. Fluida panas bumi dari sumur dipisahkan fasa-fasanya dalam separator. Uap dari separator dialirkan ke PLTP (Turbin ke I), dan setelah itu sebelum fluida diinjeksikan kembali ke dalam reservoir, fluida digunakan untuk memanaskan fluida organik yang mempunyai titik didih rendah. Uap dari fluida organik tersebut kemudian digunakan untuk menggerakan turbin (Turbin ke II).

Gambar 3.9
Skema Diagram Pembangkit Listrik Untuk Sistim Combined Cycle dari Ormat

Gambar 3.10
Skema Diagram Pembangkit Listrik Untuk Sistim Siklus Kombinasi

3.1.9 Well Head Generating Unit

Beberapa tahun terakhir ini unit pembangkit kepala sumur yang dikenal dengan nama "Well Head Generating Units" mulai banyak digunakan di lapangan. Sesuai dengan namanya unit ini ditempatkan di dekat kepala sumur (well head). Ada dua jenis "Well Head Generating Units" yaitu:

1. Back pressure turbine atau turbin tanpa kondensor (atmospheric exhaust). Turbin ini tidak dilengkapi dengan kondensor. Uap dari sumur atau uap dari separator dialirkan langsung ke turbin dan setelah digunakan untuk membangkitkan listrik langsung dilepas ke atmosfir. Unit pembangkit jenis ini sering disebur "monoblock".
2. Turbin yang dilengkapi dengan kondensor (condensing unit). Turbin ini dilengkapi dengan kondensor. Uap keluaran dari turbin diubah menjadi kondensat di dalam kondensor.

Well Head Generating Units atau unit pembangkit kepala sumur banyak digunakan karena alasan-alasan berikut:

1. Unit pembangkit kepala sumur dapat lebih cepat dioperasikan, yaitu dalam waktu kurang dari 1-2 bulan. Sedangkan "central plant" biasanya baru bisa dioperasikan 6-7 tahun setelah pemboran sumur pertama.
2. Dengan digunakannya unit-unit pembangkit kepala sumur berkapasitas kecil maka perusahaan swasta nasional dapat dilibatkan dalam perusahaan panas bumi.
3. Penggunaan unit-unit pembangkit listrik berkapasitas kecil memungkinkan para penanam modal untuk memperoleh kembali modalnya dalam waktu yang lebih cepat. Hal ini karena alasan pertama di atas, yaitu waktu yang dibutuhkan untuk pemasangan unit pembangkit berkapasitas kecil lebih singkat daripada untuk berkapasitas besar, sehingga dapat lebih cepat dioperasikan.
4. Well head generating units dapat digunakan di daerah-daerah dimana topografi cukup rumit, karena dengan digunakannya unit tersebut maka pipa alir uap jauh lebih pendek bila dibandingkan dengan pipa alir di central power plant.
5. Apabila tekanan reservoir turun lebih cepat dari yang diharapkan, maka turbin masih dapat di operasikan pada tekanan yang lebih rendah dan memproduksikan listrik dalam jumlah yang sama meskipun efisiensinya lebih rendah.
6. Unit pembangkit kepala sumur (Well head generating units) dapat dipindahkan ke lokasi sumur lain hanya dalam waktu 1 - 2 bulan.

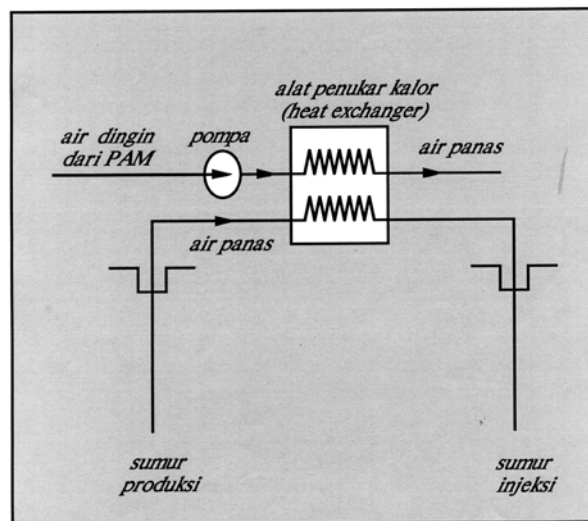
3.2 FLUIDA PANASBUMI UNTUK SEKTOR NON-LISTRIK

Disamping untuk pembangkit listrik, di beberapa negara fluida panasbumi juga dimanfaatkan untuk sektor non-listrik, antara lain untuk pemanas ruangan (space/district heating); pemanas rumah kaca (green house heating), pemanasan tanah pertanian (soil heating), pengeringan hasil pertanian dan peternakan, pengeringan kayu, kertas dll. (Tabel 3.1).

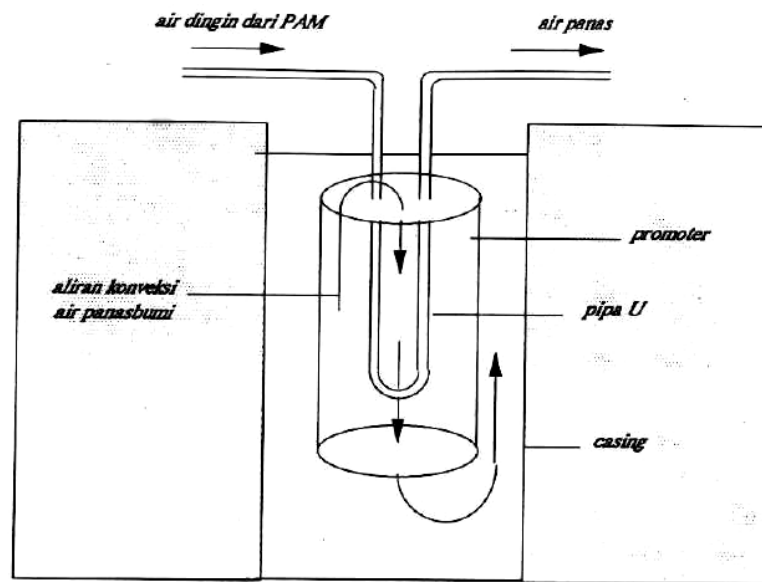
Tabel 3.1
Penggunaan Fluida Panasbumi Untuk Sektor Non-Listrik

	°C	
SATURATED STEAM	180	Evaporation of highly concentrated solutions
		Refrigeration by ammonia absorption
		Digestion in paper pulp, kraft
	170	Heavy water via hydrogen sulphide process
		Drying of diatomaceous earth
	160	Drying of fish meal
		Drying of timber
	150	Alumina via Bayer's process
	140	Drying farm products at high rates
		Canning of food
	130	Evaporation in sugar refining
		Extraction of salts by evaporation and crystallization
	120	Fresh water by distillation
		Most multiple effect evaporations, concentration of saline solution
	110	Drying and curing of light aggregate cement slabs
	100	Drying of organic materials, seaweeds, grass, vegetables, etc.
		Washing and drying of wool
WATER	90	Drying of stock fish
		Intense de-icing operations
	80	Space heating
		Greenhouses by space heating
	70	Refrigeration (lower temperature limit)
	60	Animal husbandry
		Greenhouses by combined space and hotbed heating
	50	Mushroom growing
		Balneological baths
	40	Soil warming
	30	Swimming pools, biodegradation, fermentations
		Warm water for year-round mining in cold climates
		De-icing
	20	Hatching of fish. Fish farming

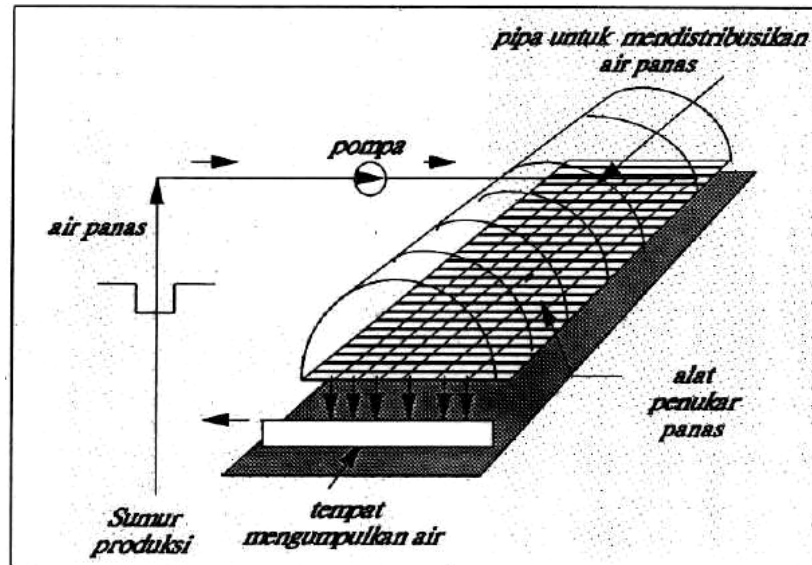
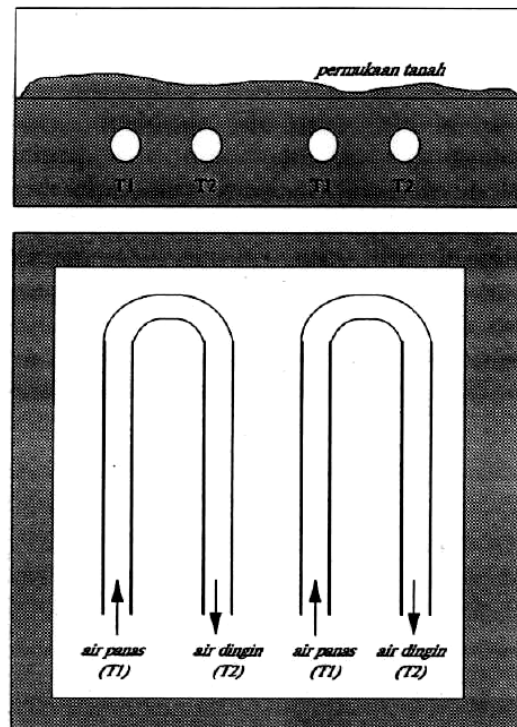
Di Iceland air panasbumi telah dimanfaatkan untuk memenuhi kebutuhan air panas bagi penduduk setempat sejak awal tahun 1900. Selain itu juga air panasbumi telah pula digunakan untuk pemanasan ruangan-ruangan di rumah sakit, di sekolah-sekolah dan di perumahan penduduk. Pada tahun 1980-an sekitar dua pertiga penduduk Iceland telah menikmati manfaat dari energi panasbumi.

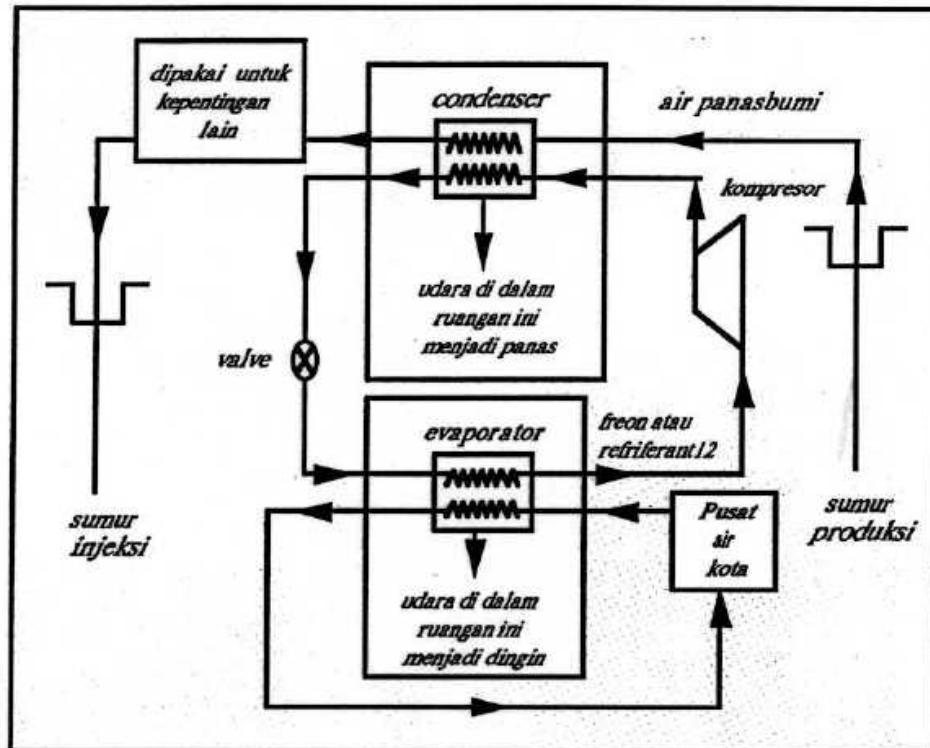
Sejak awal tahun 1900 penduduk kota Rotorua (New Zealand) telah memanfaatkan air panasbumi tidak hanya untuk mencuci, mandi dan memasak, tetapi juga untuk memenuhi kebutuhan air panas dan pemanasan ruangan (lihat Gambar 3.10). Sekitar seribu sumur telah di bor di kota Rotorua. Di kota ini air panasbumi juga telah digunakan untuk kolam pemandian di hotel-hotel. Sejak pertengahan tahun 1980 secara bertahap pemerintah menutup sejumlah besar sumur produksi di kota ini karena produksi fluida panasbumi yang berlebihan sejak awal tahun 1900 telah menyebabkan penurunan aktivitas beberapa geyser di tempat-tempat yang banyak dikunjungi turis. Saat ini di kota Rotorua hanya ada 200 sumur produksi.

Gambar 3.10
Skema Proses Pemanasan Air oleh Fluida Panasbumi
dan Alat Penukar Kalor (Heat Exchanger)

Di Tauhara-New Zealand sebuah sekolah telah memanfaatkan fluida panasbumi untuk memanaskan air dari Pusat Air di kota tersebut dengan menggunakan *down-hole heat exchanger* (lihat Gambar 3.11), yaitu alat penukar panas yang berupa pipa berbentuk U dan ditempatkan di dalam sumur. Air dingin dari permukaan dialirkan kedalam sumur dan menjadi panas setelah keluar dari sumur karena kontak dengan fluida panasbumi.

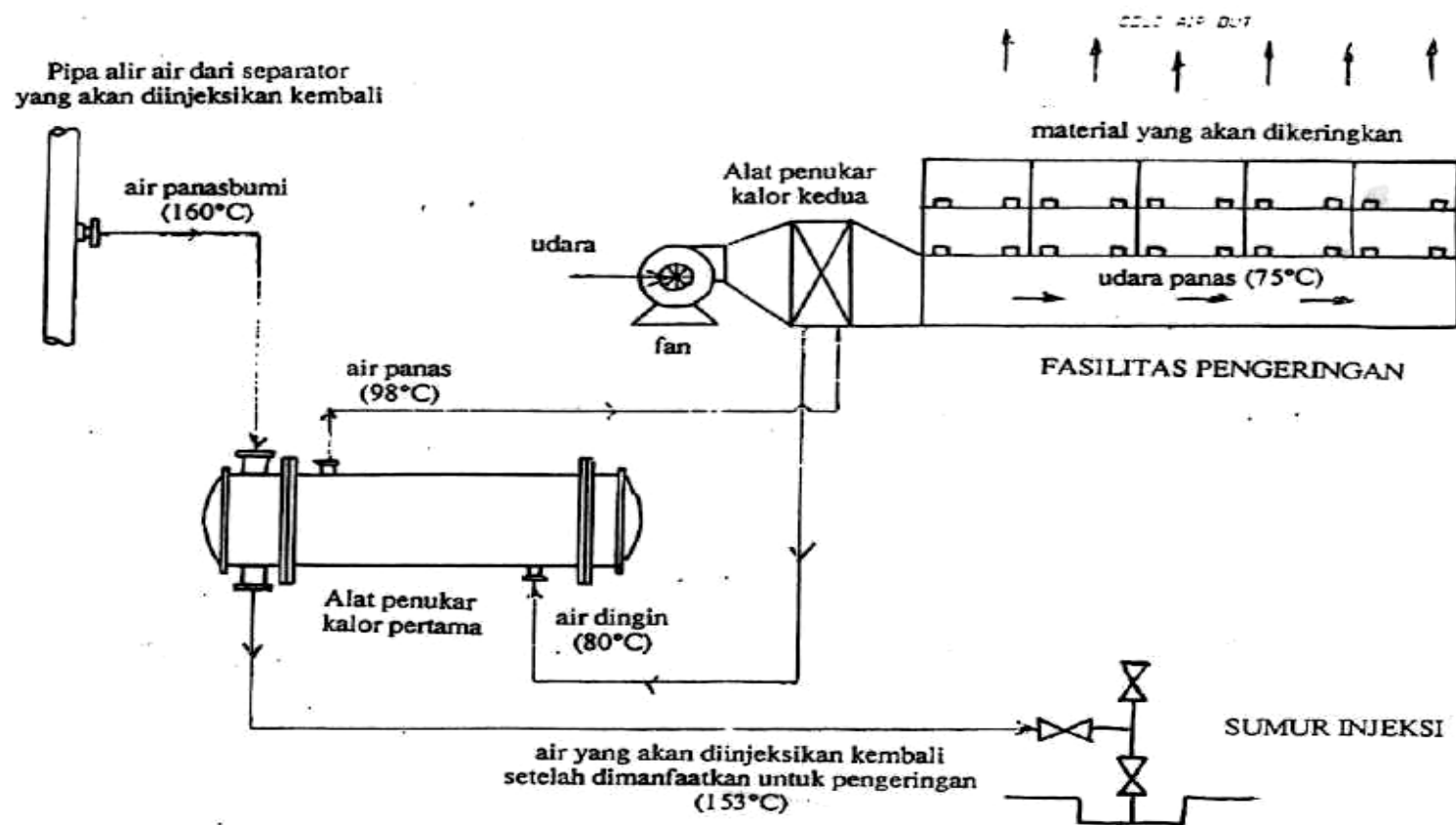
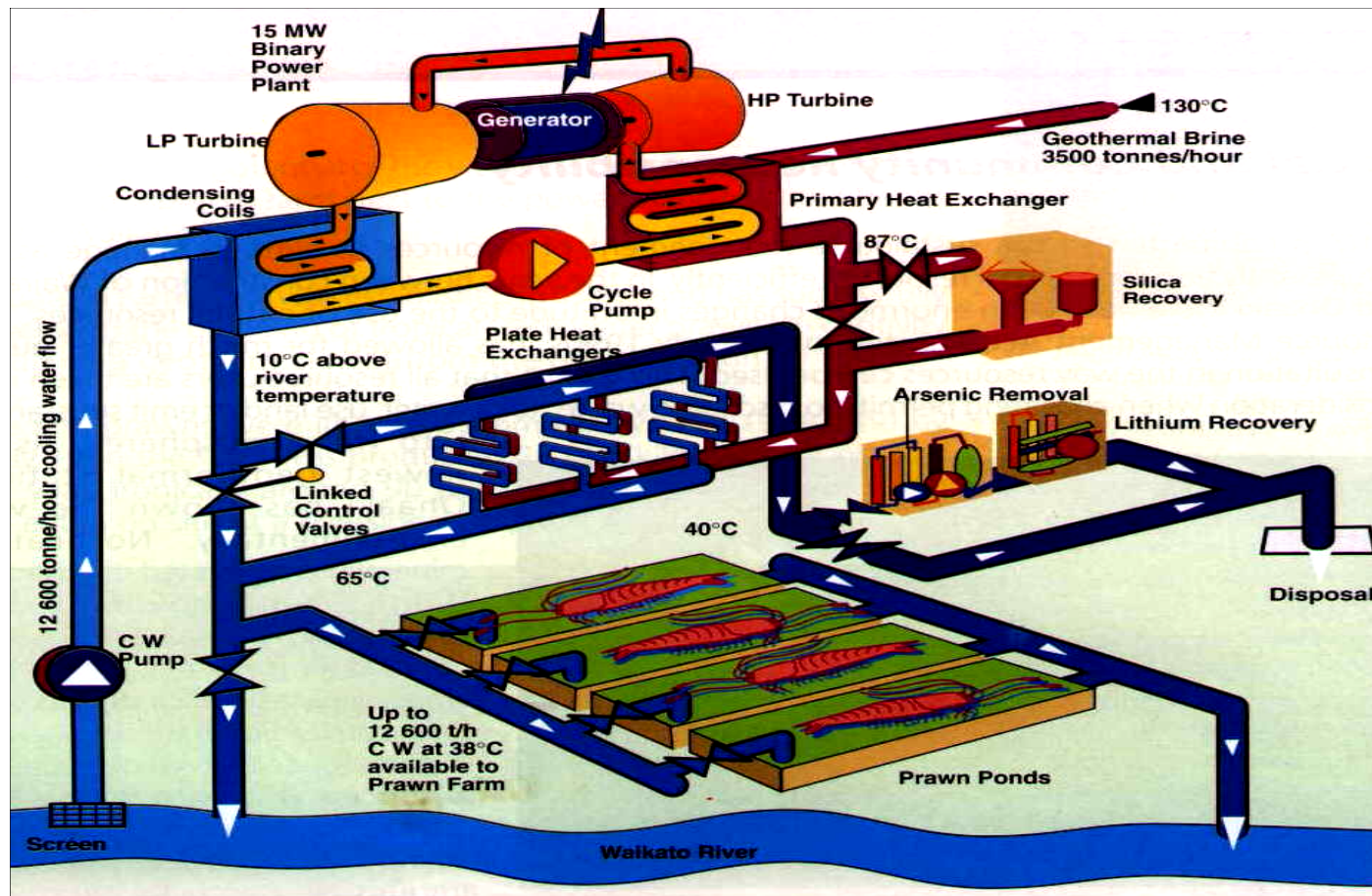
Negara lain yang memanfaatkan fluida panasbumi untuk pemanasan ruangan adalah Amerika Serikat, Jepang, Hungaria, Uni Soviet dan Perancis.

Gambar 3.11
Skema Proses Pemanasan Air Oleh Fluida Panasbumi dan Alat Penukar Kalor (Heat Exchanger) di Dalam Sumur

Iceland juga telah memanfaatkan fluida panasbumi untuk pemanasan rumah kaca atau *green house heating* sejak tahun 1920 (lihat Gambar 3.12). Panas dari fluida panasbumi ini dimanfaatkan untuk membantu pertumbuhan sayur-sayuran, buah-buahan, bunga dll. yang tidak dapat tumbuh pada kondisi iklim setempat, yang mempunyai temperatur 10-12^{0}C dan pada musim dingin mempunyai temperatur di bawah -10^{0}C. Sebelum fluida panasbumi dimanfaatkan hampir semua bahan makanan selain ikan, daging dan kentang harus diimport ke Iceland. Pada tahun 1980 sekitar 110000 m^2 rumah kaca memperoleh pemanasan dari dari fluida panasbumi. Selain Iceland, Uni Soviet dan Hungaria juga telah menggunakan fluida panasbumi untuk rumah kaca, yaitu seluas 420000 m^2 dan Hungaria seluas 1900000 m^2. Dewasa ini pemanasan rumah kaca dengan menggunakan fluida panasbumi telah dipraktekkan juga di Amerika Serikat, Italy, Jepang dan New Zealand

Di dekat Ismir-Turki dan Oregon-USA fluida panasbumi juga telah dimanfaatkan untuk memanasi tanah pertanian (soil heating). Air panasbumi dialirkan melalui pipa-pipa yang ditanam di bawah permukaan tanah (lihat Gambar 3.13). Di Oregon penggunaan fluida panasbumi untuk pemanasan tanah pertanian tidak hanya memperbaiki kualitas produksi tetapi juga telah meningkatkan produksi jagung sebanyak 45%, tomat 50% dan kacang kedelai 66%.

Gambar 3.12
Pemanasan Rumah Kaca (Green House Heating)

Gambar 3.13
Sistem Pemanasan Tanah Dengan Menggunakan Fluida Panasbumi (Soil Heating)

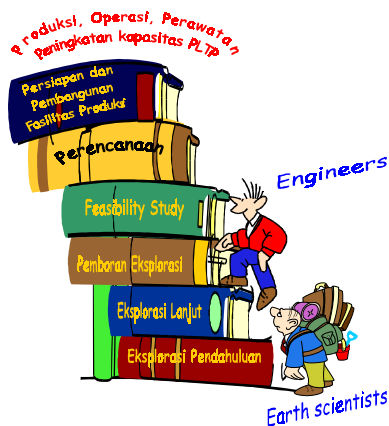
Di Kawerau (New Zealand) fluida panas bumi telah digunakan untuk pengeringan kayu. Selain itu juga uap panasbumi digunakan untuk industri kertas. Sedangkan di Hotel Rotorua (New Zealand) fluida panasbumi digunakan untuk *air conditioning*. Dewasa ini *air conditioning* dengan menggunakan fluida panasbumi juga telah praktekkan di berbagai tempat di Jepang. Skema proses pendinginan diperlihatkan pada Gambar 3.14.

Gambar 3.14
Sistem Pendinginan Udara dengan Memanfaatkan Fluida Panasbumi

Phillipina sedang menjajagi kemungkinan digunakannya air limbah panas dari PLTP untuk pengeringan kopra, mangga, nangka, nanas dan ikan, sebelum air tersebut diinjeksikan kembali ke dalam reservoir. Untuk keperluan tersebut mereka membangun fasilitas pengeringan di lapangan Southern Negros yaitu di dekat lokasi sumur injeksi. Air limbah panas (temperatur 160^0C) di sini pada dasarnya digunakan untuk memanaskan air lain yang akan digunakan untuk memanaskan udara di ruang pengering. Untuk media pertukaran panas digunakan alat penukar kalor, yaitu *shell and tube heat exchanger* (alat penukar kalor pertama) dan *finned-tube heat exchanger* (alat penukar kalor kedua). Skema proses pemanasan pengeringan diperlihatkan pada Gambar 3.15.

Hingga saat ini di Indonesia, selain untuk kolam renang, fluida panasbumi belum dimanfaatkan untuk sektor non-listrik lainnya, akan tetapi di masa yang akan datang fluida panasbumi dapat digunakan untuk pengeringan teh, kopra, tembakau dan hasil pertanian lainnya, juga, untuk pengeringan kayu, industri kertas, memberantas kuman susu sapi dll.

Gambar 3.15
Skema Sistim Pengeringan di Philipina

Gambar 3.16
Skema Sistim Tambak Udang

BAB IV

KEGIATAN EKSPLORASI DAN PENGEMBANGAN LAPANGAN PANAS BUMI

Kegiatan eksplorasi dan pengembangan lapangan panas bumi yang dilakukan dalam usaha mencari sumberdaya panas bumi, membuktikan adanya sumberdaya serta memproduksikan dan memanfaatkan fluidanya dilakukan dengan tahapan sebagai berikut:

1. Eksplorasi pendahuluan atau reconnaisance survei
2. Eksplorasi lanjut atau rinci (Pre-feasibility study)
3. Pemboran Eksplorasi
4. Studi kelayakan (Feasibility study)
5. Perencanaan
6. Pengembangan dan pembangunan
7. Produksi
8. Perluasan

4.1 EKSPLORASI PENDAHULUAN (RECONNAISANCE SURVEY)

Eksplorasi pendahuluan (reconnaisance survey) dilakukan untuk mencari daerah prospek panas bumi, yaitu daerah yang menunjukkan tanda-tanda adanya sumberdaya panas bumi dilihat dari kenampakannya dipermukaan, serta untuk mendapatkan gambaran mengenai geologi regional didaerah tersebut.

Secara garis besar pekerjaan yang dilaksanakan pada tahap ini terdiri dari:

1. Studi Literatur
2. Survei lapangan
3. Analisa data
4. Menentukan daerah prospek

5. Spekulasi besar potensi listrik
6. Menentukan jenis survei yang akan dilakukan selanjutnya

4.1.1 Studi Literatur

Langkah pertama yang dilakukan dalam usaha mencari daerah prospek panas bumi adalah mengumpulkan peta dan data dari laporan-laporan hasil survei yang pernah dilakukan sebelumnya di daerah yang akan diselidiki, guna mendapat gambaran mengenai regional geology, lokasi daerah dimana terdapat manifestasi permukaan, volcanic phenomena, geologi dan hidrologi di daerah yang sedang diselidiki dan kemudian menetapkan tempat-tempat yang akan disurvei. Waktu yang diperlukan untuk pengumpulan data sangat tergantung dari kemudahan memperoleh peta dan laporan-laporan hasil survei yang telah dilakukan sebelumnya, tetapi diperkirakan akan memerlukan waktu sekitar satu bulan.

4.1.2 Survei Lapangan

Survei lapangan terdiri dari survei geologi, hidrologi dan geokimia. Luas daerah yang disurvei pada tahap ini umumnya cukup luas, yaitu sekitar 5000-20000 km^2, tetapi bisa juga hanya seluas 5-10 km^2 (Baldi, 1990). Survei biasanya dimulai dari tempat-tempat dimana terdapat manifestasi permukaan dan di daerah sekitarnya serta di tempat-tempat lain yang telah ditetapkan berdasarkan hasil kajian interpretasi peta topografi, citra landsat dan penginderaan jauh serta dari laporan-laporan hasil survei yang pernah dilakukan sebelumnya. Pada tahap ini survei umumnya dilakukan dengan menggunakan peralatan-peralatan sederhana dan mudah dibawa.

Survei lapangan dilakukan untuk mengetahui secara global formasi dan jenis batuan, penyebaran batuan, struktur geologi, jenis-jenis manifestasi yang terdapat di daerah tersebut beserta karakteristiknya, mengambil sampel fluida melakukan pengukuran temperatur, pH dan kecepatan air.

Waktu yang diperlukan untuk survei lapangan sangat tergantung dari kondisi geologi dan luas daerah yang akan diselidiki, kuantitas dan kualitas data yang telah ada serta jumlah orang yang terlibat dalam penyelidikan. Survei lapangan reconnaisance yang dilakukan pada satu daerah biasanya hanya $\pm$ 2 minggu sampai satu bulan, dilanjutkan dengan survei detail selama 3-6 bulan.

Di beberapa negara waktu yang diperlukan untuk survei lapangan ada yang lebih lama. Menurut Baldi (1990), bila kuantitas dan kualitas data yang telah ada cukup baik serta daerah yang akan diselidiki tidak terlalu luas, maka survei lapangan

mungkin hanya memerlukan waktu sekitar 1-2 bulan. Akan tetapi bila data yang ada sangat terbatas dan daerah yang akan diselidiki cukup luas, maka survei lapangan dan analisis data akan memakan waktu beberapa bulan sampai satu tahun.

4.1.3 Analisa dan Interpretasi Data

Data dari survei sebelumnya serta dari hasil survei lapangan dianalisis untuk mendapatkan gambaran (model) mengenai regional geologi dan hidrologi di daerah tersebut. Dari kajian data geologi, hidrologi dan geokimia ditentukan daerah prospek, yaitu daerah yang menunjukkan tanda-tanda adanya sumberdaya panas bumi. Dari hasil analisis dan interpretasi data juga dapat diperkirakan jenis reservoir, temperatur reservoir, asal sumber air, dan jenis batuan reservoir.

4.1.4 Spekulasi Besar Sumberdaya Panasbumi

Pada tahap ini data mengenai reservoir masih sangat terbatas. Meskipun demikian seringkali para ahli geothermal diharapkan dapat "berspekulasi" mengenai besarnya sumberdaya panasbumi di daerah yang diselidiki. Jenis dan temperatur reservoir dapat diperkirakan. Luas prospek pada tahapan ini dapat diperkirakan dari penyebaran manifestasi permukaan dan pelamparan struktur geologinya secara global, tetapi selama ini hanya ditentukan dengan cara statistik (rata-rata luas prospek).

4.1.5 Usulan Untuk Eksplorasi Lanjut

Data yang diperoleh dari hasil survei pendahuluan masih sangat umum. Untuk mendapatkan gambaran yang lebih baik mengenai daerah prospek yang sedang diselidiki maka masih perlu dilakukan survei rinci. Dari hasil pengkajian data harus diusulkan tempat-tempat yang perlu di survei rinci dengan skala prioritasnya, berikut jenis-jenis survei yang perlu dilakukan di tempat-tempat tersebut pada tahap selanjutnya.

Pada tahap ini sudah dapat ditentukan apakah prospek yang diteliti cukup baik untuk dikembangkan selanjutnya apakah survei rinci perlu dilakukan atau tidak. Apabila tidak maka daerah yang diteliti ditinggalkan.

4.2 EKSPLORASI LANJUT (RINCI)

Tahap kedua dari kegiatan eksplorasi adalah tahap 'pre-feasibility study' atau tahap survei lanjut. Survei yang dilakukan terdiri dari survei geologi, geokimia dan geofisika. Tujuan dari survei tersebut adalah:

- Mendapatkan informasi yang lebih baik mengenai kondisi geologi permukaan dan bawah permukaan.
- Mengidentifikasi daerah yang "diduga" mengandung sumberdaya panas bumi

Dari hasil eksplorasi rinci dapat diketahui dengan lebih baik mengenai penyebaran batuan, struktur geologi, daerah alterasi hidrothermal, geometri cadangan panas bumi, hidrologi, sistim panas bumi, temperatur reservoir, potensi sumberdaya serta potensi listriknya.

Untuk mencapai tujuan tersebut di atas, survei umumnya dilakukan di tempat-tempat yang diusulkan dari hasil survei pendahuluan. Luas daerah yang akan disurvei tergantung dari keadaan geologi morphologi tetapi umumnya daerah yang disurvei adalah sekitar 500-1000 km^2, namun ada juga yang hanya seluas 10-100 km^2.

Waktu yang diperlukan sangat tergantung pada luas daerah yang diselidiki, jenis-jenis pengujian yang dilakukan serta jumlah orang yang terlibat. Bila sumberdaya diperkirakan mempunyai temperatur tinggi dan mempunyai potensi untuk pembangkit listrik biasanya luas daerah yang diselidiki cukup luas sehingga untuk menyelesaikan tahap pre-feasibility study (survei lapangan, interpretasi dan analisis data, pembuatan model hingga pembuatan laporan) diperlukan waktu sekitar $\pm$ satu tahun.

Ada dua pendapat mengenai luas daerah yang diselidiki dan waktu yang diperlukan untuk eksplorasi rinci di daerah yang sumberdayanya diperkirakan mempunyai temperatur sedang. Sekelompok orang berpendapat bahwa apabila sumberdaya mempunyai temperatur sedang, maka dengan pertimbangan ekonomi luas daerah yang diselidiki bisa lebih kecil dan di daerah tersebut cukup hanya dilakukan satu jenis survei geofisika saja. Dengan demikian waktu yang diperlukan untuk menyelesaikan tahap pre-feasibility study menjadi lebih pendek, yaitu hanya beberapa bulan saja. Sementara kelompok lain berpendapat bahwa untuk daerah panas bumi dengan tingkatan prospek lebih rendah (sedang) dan akan dikembangkan justru memerlukan survei yang lebih lengkap dan lebih teliti untuk menghindarkan terlalu banyaknya kegagalan pemboran.

4.2.1 Survei Geologi Lanjut/Rinci

Diantara ketiga survei di atas, survei geologi umumnya yang pertama dilakukan. Untuk memahami struktur geologi dan stratigrafi maka survei geologi rinci harus dilakukan di daerah yang cukup luas.

Lama waktu penyelidikan tergantung pada luas daerah yang diselidiki serta jumlah orang yang terlibat dalam penyelidikan, tetapi hingga penulisan laporan biasanya diperlukan waktu sekitar 3-6 bulan.

Survei geologi ini bertujuan untuk mengetahui penyebaran batuan secara mendatar maupun secara vertikal, struktur geologi, tektonik dan sejarah geologi dalam kaitannya dengan terbentuknya suatu sistim panas bumi termasuk memperkirakan luas daerah prospek dan sumber panasnya.

4.2.2 Survei Geokimia Lanjut

Pekerjaan yang dilakukan pada waktu survei geokimia lanjut pada dasarnya hampir sama dengan pada tahap survei pendahuluan, tetapi pada tahap ini sampel harus diambil dari semua manifestasi permukaan yang ada di daerah tersebut dan di daerah sekitarnya untuk dianalisis ditempat pengambilan sampel dan/atau dilaboratorium. Analisa geokimia tidak hanya dilakukan pada fluida atau gas dari manifestasi panas permukaan, tetapi juga pada daerah lainnya untuk melihat kandungan gas dan unsur-unsur tertentu yang terkadang dalam tanah yang terbentuk karena aktivitas hidrothermal. Selain itu juga perlu dibuat peta manifestasi permukaan, yaitu peta yang menunjukkan lokasi serta jenis semua manifestasi panas bumi di daerah tersebut.

Hasil analisis kimia fluida dan isotop air dan gas dari seluruh manifestasi panas permukaan dan daerah lainnya berguna untuk memperkirakan sistim dan temperatur reservoir, asal sumber air, karakterisasi fluida dan sistim hidrologi dibawah permukaan.

Hasil analisis air dapat juga digunakan untuk memperkirakan problema-problema yang mungkin terjadi (korosi dan scale) apabila fluida dari sumberdaya panas bumi tersebut dimanfaatkan dikemudian hari.

4.2.3 Survei Geofisika

Survei geofisika dilakukan setelah survei geologi dan geokimia karena biayanya lebih mahal. Dari survei geologi dan geokimia diusulkan daerah-daerah mana saja yang harus disurvei geofisika. Survei geofisika dilakukan untuk mengetahui sifat fisik batuan mulai dari permukaan hingga kedalaman beberapa kilometer dibawah permukaan. Dengan mengetahui sifat fisik batuan maka dapat diketahui daerah

tempat terjadinya anomali yang disebabkan oleh sistim panasbuminya dan lebih lanjut geometri prospek serta lokasi dan bentuk batuan sumber panas dapat diperkirakan.

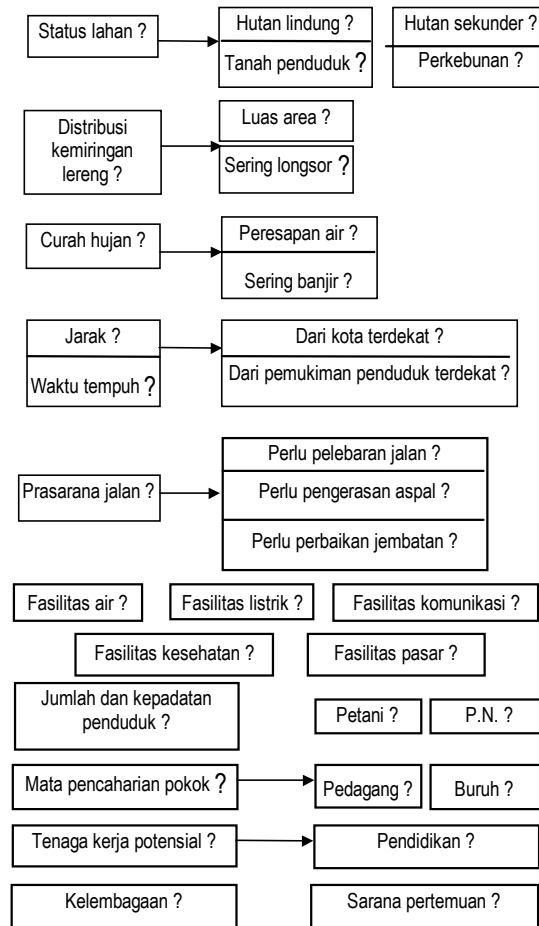
Ada beberapa jenis survei geofisika, yaitu:

1. Survei resistivity
2. Survei gravity
3. Survei magnetik
4. Survei Macro Earth Quake (MEQ)
5. Survei aliran panas
6. Survei Self Potential

Pemilihan jenis survei tergantung pada keadaan geologi dan struktur didaerah yang akan diselidiki, serta batasan anggaran untuk pengukuran di lapangan dan interpretasi data.

Survei geofisika yang pertama kali dilakukan umumnya adalah survei resistivity-Schlumberger, gravity dan magnetik karena peralatannya mudah didapat dan biayanya murah. Dari ketiga survei geofisika ini diusulkan daerah prospek panas bumi untuk di survei lebih detail dengan metoda yang lebih mahal yaitu Magnetotelluric (MT) atau Control Source Audio magnetotelluric (CSAMT) untuk melihat struktur fisik batuan dengan kedalaman yang jauh lebih dalam dari maksimum kedalaman yang dicapai oleh metoda Schlumberger yang hanya mampu untuk mendeteksi kedalaman sampai beberapa ratus meter saja.

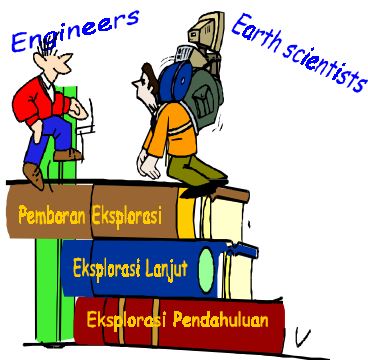
4.2.4 Survei Geografi

Selain survei geologi, geokimia dan geofisika, pada tahap ini biasanya dilakukan survei geografi dan survei lainnya untuk mendapatkan informasi mengenai status lahan, distribusi kemiringan lereng, prasarana jalan, fasilitas listrik, air, komunikasi yang tersedia, jumlah dan kepadatan penduduk.

4.2.5 Analisis Dan Interpretasi Data

Dari hasil kajian data diharapkan akan diperoleh gambaran atau "model awal" mengenai sistim panas bumi di daerah yang diselidiki, yang dapat digunakan sebagai dasar untuk menentukan target dan lokasi sumur eksplorasi serta membuat program pemboran.

Model sistim panas bumi harus mengikutsertakan karakteristik lithologi, stratigrafi, hidrologi atau pola sirkulasi fluida, perkiraan sumber panas dan temperatur dalam reservoir serta sistim panasbuminya. Model harus dibuat mulai dari permukaan

hingga kedalaman 1-4 km. Selain itu dari pengkajian data dapat diperkirakan besarnya potensi sumberdaya (resources), cadangan (recoverable reserve) dan potensi listrik panas bumi di daerah yang "diduga" mengandung panas bumi.

4.3 PEMBORAN EKSPLORASI

Apabila dari data geologi, data geokimia dan data geofisika yang diperoleh dari hasil survei rinci menunjukkan bahwa di daerah yang diselidiki terdapat sumberdaya panas bumi yang ekonomis untuk dikembangkan, maka tahap selanjutnya adalah tahap pemboran sumur eksplorasi. Tujuan dari pemboran sumur adalah membuktikan adanya sumberdaya panas bumi didaerah yang diselidiki dan menguji model sistim panas bumi yang dibuat berdasarkan data-data hasil survei rinci.

Jumlah sumur eksplorasi tergantung dari besarnya luas daerah yang diduga mengandung energi panas bumi. Biasanya di dalam satu prospek dibor 3-5 sumur eksplorasi. Kedalaman sumur tergantung dari kedalaman reservoir yang diperkirakan dari data hasil survei rinci, batasan anggaran dan teknologi yang ada, tetapi sumur eksplorasi umumnya dibor hingga kedalaman 1000-3000 meter.

Menurut Cataldi (1982), tingkat keberhasilan atau success ratio pemboran sumur panas bumi lebih tinggi dari pada pemboran minyak. Success ratio dari pemboran sumur panas bumi umumnya 50-70%. Ini berarti dari empat sumur eksplorasi yang dibor ada 2-3 sumur yang menghasilkan.

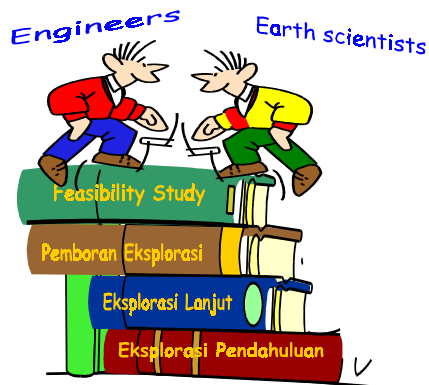
Setelah pemboran selesai, yaitu setelah pemboran mencapai kedalaman yang diinginkan, dilakukan pengujian sumur. Jenis-jenis pengujian sumur yang dilakukan di sumur panas bumi adalah:

1. Uji hilang air (water loss test)
2. Uji permeabilitas total (gross permeability test)
3. Uji panas (heating measurements)
4. Uji produksi (discharge/output test)
5. Uji transien (transient test)

Pengujian sumur geothermal dilakukan untuk mendapatkan informasi/data yang lebih persis mengenai:

1. Jenis dan sifat fluida produksi
2. Kedalaman reservoir
3. Jenis reservoir
4. Temperatur reservoir
5. Sifat batuan reservoir
6. Laju alir massa fluida, enthalpy dan fraksi uap pada berbagai tekanan kepala sumur
7. Kapasitas produksi sumur (dalam MW)

Berdasarkan hasil pemboran dan pengujian sumur harus diambil keputusan apakah perlu dibor beberapa sumur eksplorasi lain ataukah sumur eksplorasi yang ada telah cukup untuk memberikan informasi mengenai potensi sumberdaya. Apabila beberapa sumur eksplorasi mempunyai potensi cukup besar maka perlu dipelajari apakah lapangan tersebut menarik untuk dikembangkan atau tidak.

4.4 STUDI KELAYAKAN (FEASIBILITY STUDY)

Studi kelayakan perlu dilakukan apabila ada beberapa sumur-sumur eksplorasi menghasilkan fluida panas bumi. Tujuan dari studi ini adalah untuk menilai apakah sumberdaya panas bumi yang terdapat di daerah tersebut secara teknis dan ekonomis menarik untuk diproduksikan .

Pada tahap ini kegiatan yang dilakukan adalah:

(i) Mengevaluasi data geologi, geokimia, geofisika dan data sumur.
(ii) Memperbaiki model sistim panas bumi.
(iii) Menghitung besarnya sumberdaya dan cadangan panas bumi (recoverable reserve) serta potensi listrik yang dapat dihasilkannya.

(iv) Mengevaluasi potensi sumur serta memperkirakan kinerjanya.

(v) Menganalisa sifat fluida panas bumi dan kandungan non condensible gas serta memperkirakan sifat korosifitas air dan kemungkinan pembentukan scale.

(vi) Mempelajari apakah ada permintaan energi listrik, untuk apa dan berapa banyak.

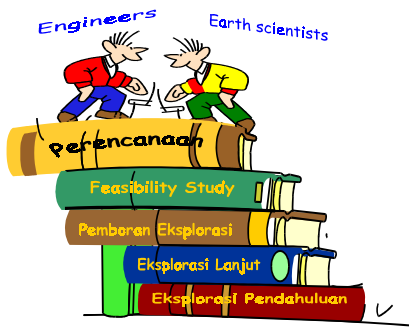
(vii) Mengusulkan altematif pengembangan dan kapasitas instalasi pembangkit listrik.

(viii) Melakukan analisa keekonomian untuk semua alternatif yang diusulkan.

BILA SECARA TEKNIS MUNGKIN DIKEMBANGKAN DAN ADA KEBUTUHAN LISTRIK
Uap kering ?
Uap basah ?
Uap - air
JENIS FLUIDA PRODUKSI ?
Engineers
Geologists
KAPASITAS LISTRIK TERPASANG YANG DIUSULKAN ?
ALTERNATIF PENGEMBANGAN ?
DIAGRAM ALIR FLUIDA ?
Lokasi sumur ?
BANYAKNYA UAP YANG DIBUTUHKAN ?
JUMLAH SUMUR PRODUKSI YANG DIBUTUHKAN ?
Membor sumur lagi ?
JUMLAH SUMUR INJEKSI YANG DIBUTUHKAN ?

ANALISA KEEKONOMIAN
ALTERNATIF PENGEMBANGAN ?
Alternatif
Skala kecil
Alternatif 2
Skala besar
Alternatif 3
Skala kecil
Skala besar
Alternatif 4
Lainnya ?
Biaya ?
Waktu ?
Biaya ?
Waktu ?
Biaya ?
Waktu ?
Biaya ?
Waktu ?
Eksplorasi ?
Eksploitasi ?
PLTP ?
Lain - lain ?
Harga listrik alternatif 1 ?
Harga listrik alternatif 2 ?
Harga listrik alternatif 3 ?
Harga listrik alternatif 4 ?
ALTERNATIF YANG MENARIK ?

4.5 PERENCANAAN

Apabila dari hasil studi kelayakan disimpulkan bahwa daerah panas bumi tersebut menarik untuk dikembangkan, baik ditinjau dari aspek teknis maupun ekonomi, maka tahap selanjutnya adalah membuat perencanaan secara rinci.

Rencana pengembangan lapangan dan pembangkit listrik mencakup usulan secara rinci mengenai fasilitas kepala sumur, fasilitas produksi dan injeksi di permukaan, sistim pipa alir dipermukaan, fasilitas pusat pembangkit listrik dan transmisi listrik. Pada tahap ini gambar teknik perlu dibuat secara rinci, mencakup ukuran pipa alir uap, pipa alir dua fasa, penempatan valve, perangkat pembuang kondensat dan lain-lain.

4.6 PEMBORAN SUMUR PRODUKSI, INJEKSI DAN PEMBANGUNAN PUSAT LISTRIK TENAGA PANAS BUMI

Untuk menjamin tersedia uap sebanyak yang dibutuhkan oleh pembangkit listrik diperlukan sejumlah sumur produksi. Selain itu juga diperlukan sumur untuk menginjeksikan kembali air limbah. Pemboran sumur dapat dilakukan secara bersamaan dengan tahap perencanaan pembangunan PLTP.

4.7 PRODUKSI UAP, PRODUKSI LISTRIK DAN PERAWATAN

Pada tahap ini PLTP telah beroperasi sehingga kegiatan utama adalah menjaga kelangsungan:

(i) Produksi uap dari sumur-sumur produksi.
(ii) Produksi listrik dari PLTP.
(iii) Distribusi listrik ke konsumen.

4.8 KEGIATAN EKSPLORASI DAN PENGEMBANGAN LAPANGAN PANASBUMI KAMOJANG

Usaha pencarian sumber energi panasbumi di Indonesia pertama kali dilakukan di daerah Kawah Kamojang pada tahun 1918. Pada tahun 1926 hingga tahun 1929 lima sumur eksplorasi dibor hingga mencapai kedalaman 66-128 meter dimana sampai saat ini salah satu sumur tersebut, yaitu sumur KMJ-3 masih memproduksikan uap panas kering atau dry steam. Pecahnya perang dunia dan perang kemerdekaan Indonesia mungkin merupakan salah satu alasan dihentikannya kegiatan eksplorasi di daet·ah tersebut.

Pada tahun 1972, Direktorat Vulkanologi dan Pertamina, dengan bantuan Pemerintah Perancis dan New Zealand, melakukan survey pendahuluan di seluruh wilayah Indonesia Kamojang mendapat prioritas untuk di survey lebih rinci. Pada bulan September 1972 ditandatangani kontrak kejasama bilateral antara Pemerintah Indonesia dan New Zealand untuk pelaksanaan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi panasbumi di daerah Kamojang. Survey geologi, geokimia dan geofisika kemudian dilakukan di daerah Kamojang. Area seluas 14 km2 diduga mengandung fluida panasbumi. Lima sumur eksplorasi (KMJ-6 s/d KMJ-10) kemudian dibor di daerah tersebut hingga mencapai kedalaman 535-761 meter dan menghasilkan uap kering bertemperatur tinggi (temperatur reservoir 240^0C). Uap tersebut kemudian dimanfaatkan bagi pembangkit listrik Mono Blok sebesar 0.5 MW yang mulai beroperasi di Kamojang pada tanggal 27 November 1978. Pemboran sumur-sumur di daerah Kamojang berlanjut sampai dengan bulan Desember 1982, 18 buah sumur dibor (kedalaman 935-1800 m) dan menghasilkan 535 ton uap perjam.

Setelah menilai potensi sumur dan kwalitas uap yang dihasilkannya maka disimpulkan bahwa uap panasbumi dari lapangan Kamojang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit listrik. Studi kelayakan untuk pembangunan Pusat Listrik Tenaga Panasbumi (PLTP) Kamojang sebesar 30 MW kemudian dilaksanakan. PLTP Kamojang Unit I sebesar 30 MW mulai beroperasi pada tanggal 7 Februari 1983. Lapangan Kamojang terus dikembangkan. Unit II dan m masing-masing sebesar 55 MW mulai dioperasikan berturut-turut pada tanggal 29 Juli 1987 dan 13 September 1987, sehingga jumlah daya terpasang PLTP Kamojang menjadi 140,25 MW. Untuk memenuhi kebutuhan uap PLTP Kamojang telah dimanfaatkan produksi uap dari 26 sumur (Jumlah sumur yang telah dibor didaerah ini adalah 47 sumur). Sejak pertengahan tahun 1988 pengoperasian Mono Blok 0,25 MW dihentikan. Hingga saat ini jumlah daya terpasang PLTP Kamojang masih tetap sebesar 140 MW.

4.9. KEGIATAN EKSPLORASI DAN PENGEMBANGAN LAPANGAN PANASBUMI LAINNYA DI INDONESIA

Lapangan Panasbumi Awibengkok – Gunung Salak.

Lapangan lain yang telah dikembangkan di Indonesia adalah lapangan Awibengkok-Gunung Salak. Kegiatan eksplorasi dilakukan di daerah Gunung Salak pada tahun 1982-1986. Sumur-sumur yang dibor di lapangan ini menghasilkan fluida dua fasa, yaitu uap dan air bertemperatur tinggi (temperatur reservoir 220-230^{0}C).

Tahun	Kegiatan
1982	Kontrak ditandatangani.
1983	Sumur Awi-1 berhasil menemukan sumberdaya panasbumi yang mempunyai nilai komersial.
1985	Lima sumur dibor. Energy terbukti 142 MW.
1986	Sumur berdiameter besar (big hole) pertama dibor. Energy terbukti 230 MW.
1989	Rencana pengembangan diajukan untuk pembangunan PLTP Unit 1 dan 2 (110 MW) dan Unit 3 (55MW).
1990	Pembangunan PLTP unit 1 dan 2 (110 MW) serta fasilitas produksi uap dimulai.
1993	Energy terbukti 330 Mwe.
1994	Unit 1 dan 2 (2X 55MW) mulai dioperasikan.
1997	Unit 3, 4, 5 dan 6 start-up untuk total capacity 330 MW.

Pembangunan pusat listrik tenaga panas bumi dimulai pada tahun 1990. Unit pertama dari PLTP Gunung Salak mulai beroperasi pada bulan Maret 1994 dengan kapasitas 55 MW, sedangkan unit kedua, juga dengan kapasitas instalasi 55 MW, baru dioperasikan pada bulan Juni 1994.

Pengembangan lapangan terus berlanjut. Kapasitas instalasi PLTP Gn. Salak ditingkatkan hingga menjadi 330 MW. Instalasi unit 3 (55 MW) dilaksanakan oleh PLN sedangkan instalasi unit 4, 5 dan 6 (165 MW) dilaksanakan oleh Unocal-Pertamina.

Lapangan Panasbumi Darajat

Lapangan Darajat terletak di Jawa Barat, sekitar 10 km dari lapangan Kamojang. Pengembangan lapangan Darajat dimulai pada tahun 1984 dengan ditandatanganinya Kontrak Operasi Bersama antara Pemerintah Indonesia dengan Amoseas Ltd. Secara singkat sejarah pengembangannya adalah sebagai berikut:

1972-1975 ➔ Kegiatan eksplorasi rinci
1976-1978 ➔ Tiga sumur eksplorasi dibor, menghasilkan uap kering, temperatur reservoir 235-247^{o}C
1984 ➔ KOB
1987-1988 ➔ Pemboran sumur produksi
Sept. 1994 ➔ PLTP Darajat (55 MW) dioperasikan

PLTP Darajat mulai beroperasi pada bulan September 1994 dengan kapasitas listrik terpasang sebesar 55 MW. Proses pembangkitan listrik pada prinsipnya sama seperti di Lapangan Kamojang karena sumur-sumur di lapangan ini menghasilkan uap kering (temperatur reservoir 235-247^{o}C). Pola pengusahaan sama dengan pola pengusahaan lapangan Awibengkok-Salak untuk PLTP unit 1, 2 dan 3.

Lapangan Panasbumi Dieng

Kegiatan eksplorasi di Lapangan Dieng (Jawa Tengah) dimulai pada tahun 1972 dan dilanjutkan dengan pemboran sumur eksplorasi pada tahun 1977. Berikut adalah ringkasan Kegiatan Eksplorasi dan Eksploitasi Panasbumi di lapangan Dieng

1972 : Kegiatan eksplorasi dimulasi
1977 : Sumur eksplorasi pertama dibor
1981 : Telah dibor tiga sumur, menghasilkan fluida dua fasa, uap-air. Temperatur reservoir 180-320^{o}C.
14 Mei 1981 : Pembangkit Listrik Mono Blok 2 MW dioperasikan.
S/d 1995 : Telah dibor 29 sumur
Status : KOB dengan Himpurna California Energy.

Berbeda dengan lapangan Kamojang yang menghasilkan uap kering, lapangan panasbumi Dieng menghasilkan fluida dua fasa (uap-air). Data sumur menunjukkan bahwa temperatur didalam reservoir adalah sebesar 180-320^{o}C. Sebagai pilot project di lapangan ini telah dibangun sebuah pembangkit listrik Mono Blok sebesar 2 MW yang mulai beroperasi di Dieng pada tanggal 14 Mei 1981.

Sampai akhir tahun 1995 telah dibor sebanyak 29 sumur akan tetapi belum diperoleh gambaran yang baik mengenai sistim panasbumi yang terdapat di daerah tersebut. Selain itu juga sumur-sumur umumnya berproduksi dengan kandungan gas H_2S dan $C0_2$ yang cukup tinggi. Karena alasan-alasan tersebut hingga saat ini lapangan ini belum dikembangkan. Beberapa sumur saat ini sedang dibor di bagian Dieng lainnya.

Lapangan Panasbumi Lahendong

Lapangan Lahendong (Sulawesi), merupakan lapangan panasbumi pertama yang dikembangkan di luar Jawa. Kegiatan eksplorasi rinci dimulai di daerah Lahendong pada tahun 1977. Sembilan sumur yang terdiri dari tujuh sumur eksplorasi dan dua sumur eksploitasi telah di bor di lapangan ini. Sumur-sumur di lapangan ini menghasilkan fluida dua fasa, yaitu uap-air bertemperatur tinggi dengan potensi sumur rata-rata sekitar 6 MWe. Reservoir mempunyai temperatur sekitar 280-325^{o}C. Sebagai pilot project di lapangan ini telah dibangun sebuah pembangkit listrik panasbumi siklus binari (binary geothermal power plant) berkapasitas 2,5 MW. Pada pembangkit listrik panasbumi binari sudu-sudu turbin pembangkit listrik binari digerakan oleh uap fluida organik yang dipanasi oleh fluida panasbumi melalui mesin penukar kalor atau heat exchanger. Pada saat ini sedang dibuat rencana pengembangan lapangan Lahendong untuk pembangunan pusat listrik panasbumi berkapasitas 20 MW.

4.10 RESIKO EKSPLORASI DAN PENGEMBANGAN LAPANGAN PANAS BUMI

Pengusahaan panas bumi memiliki resiko yang tinggi. Untuk memahami resiko-resiko yang berkaitan dengan pengusahaan panas bumi yang disebabkan oleh karena adanya ketidakpastian mengenai sumber energi panas bumi di bawah permukaan, maka dalam bab ini akan dibahas secara singkat mengenai jenis-jenis resiko dalam pengusahaan panas bumi.

Ada beberapa resiko dalam pengusahaan panas bumi, yaitu:

1. Resiko yang berkaitan dengan sumberdaya (resource risk), yaitu resiko yang berkaitan dengan:
    - Kemungkinan tidak ditemukannya sumber energi panas bumi di daerah yang sedang dieksplorasi (resiko eksplorasi).
    - Kemungkinan besarnya cadangan dan potensi listrik di daerah tersebut lebih kecil dari yang diperkirakan atau tidak bernilai komersial (resiko eksplorasi).

- Kemungkinan jumlah sumur eksplorasi yang berhasil lebih sedikit dari yang diharapkan (resiko eksplorasi).
- Kemungkinan potensi sumur (well output), baik sumur eksplorasi lebih kecil dari yang diperkirakan semula (resiko eksplorasi).
- Kemungkinan jumlah sumur pengembangan yang berhasil lebih sedikit dari yang diharapkan (resiko pengembangan).

Comment:

- Kemungkinan potensi sumur (well output) sumur pengembangan lebih kecil dari yang diperkirakan semula (resiko pengembangan).
- Kemungkinan biaya eksplorasi, pengembangan lapangan dan pembangunan PLTP lebih mahal dari yang diperkirakan semula.
- Kemungkinan terjadinya problem-problem teknis, seperti korosi dan scaling (resiko teknologi) dan problem-problem lingkungan.

2. Resiko yang berkaitan dengan kemungkinan penurunan laju produksi atau penurunan temperatur lebih cepat dari yang diperkirakan semula (resource degradation).
3. Resiko yang berkaitan dengan kemungkinan perubahan pasar dan harga (market access dan price risk).
4. Resiko pembangunan (construction risk).
5. Resiko yang berkaitan dengan perubahan manajemen (Management risk).
6. Resiko yang menyangkut perubahan aspek legal dan kemungkinan perubahan kebijaksanaan pemerintah (legal & regulatory risk).
7. Resiko yang berkaitan dengan kemungkinan perubahan bunga bank dan laju inflasi (Interest & inflation risk).
8. Force Majeure.

Resiko pertama dalam suatu proyek panas bumi (dihadapi pada waktu eksplorasi dan awal pemboran sumur eksplorasi) adalah resiko yang berkaitan dengan kemungkinan tidak ditemukannya sumber energi panas bumi di daerah yang sedang dieksplorasi atau sumber energi yang ditemukan tidak bernilai komersial. Lembaga Keuangan tidak akan memberikan pinjaman dana untuk pengembangan lapangan sebelum hasil pemboran dan pengujian sumur membuktikan bahwa di daerah tersebut terdapat sumber energi panas bumi yang mempunyai potensi yang cukup menarik dari segi ekonomi.

Resiko masih tetap ada meskipun hasil pemboran eksplorasi telah membuktikan bahwa di daerah tersebut terdapat sumber energi panas bumi. Hal ini disebabkan karena masih adanya ketidakpastian mengenai besarnya cadangan (recoverable reserve), potensi listrik dan kemampuan produksi (well output) dari sumur-sumur

yang akan dibor di masa yang akan datang. Ketidakpastian mengenai hal tersebut dapat menyebabkan Lembaga Keuangan tidak tertarik untuk membiayai proyek yang ditawarkan sampai sejumlah sumur yang telah dibor di daerah tersebut berhasil memproduksikan fluida panas bumi dan menunjukkan cadangan/potensi listrik di daerah tersebut cukup untuk menunjang proyek yang dimaksud. Apabila didekat daerah tersebut terdapat lapangan panas bumi yang telah berhasil dikembangkan/diusahakan, biasanya kepastian mengenai adanya cadangan yang memadai cukup ditunjukkan oleh adanya satu atau dua sumur yang berhasil memproduksikan fluida panas bumi. Tetapi apabila belum ada lapangan panas bumi yang telah berhasil dikembangkan didekat daerah tersebut, setidaknya harus sudah terbukti bahwa sumur mampu menghasilkan fluida produksi sebesar 10- 30% dari total fluida produksi yang dibutuhkan oleh PLTP. Selain itu bank juga membutuhkan bukti bahwa penginjeksikan kembali fluida kedalam reservoir (setelah energinya digunakan untuk membangkitkan listrik) tidak menimbulkan permasalahan, baik permasalahan teknis (operasional) maupun permasalah lingkungan.

Meskipun besar cadangan/potensi listrik, kemampuan produksi sumur dan kapasitas injeksi telah diketahui dengan lebih pasti, tetapi resiko masih tetap ada karena masih ada ketidakpastian mengenai besarnya biaya yang diperlukan dari tahun ke tahun untuk menunjang kegiatan operasional dan menjaga jumlah pasok uap ke PLTP. Ketidakpastian ini timbul karena heterogenitas dari sifat batuan reservoir. Hal ini dapat menimbulkan kekhawatiran terhadap lembaga yang meminjamkan dana karena pengembalian dana yang dipinjamkan tidak sesuai dengan keuntungan yang diproyeksikan.

Resiko yang berkaitan dengan permasalahan teknis seperti terjadinya korosi didalam sumur dan didalam pipa akan mengakibatkan berkurangnya keuntungan dan mungkin juga dapat menyebabkan ditolaknya usulan perluasan lapangan untuk meningkatkan kapasitas PLTP.

Resiko lain yang berkaitan dengan sumberdaya adalah kemungkinan penurunan laju dan temperatur fluida produksi (enthalpy), kenaikan tekanan injeksi, perubahan kandungan kimia fluida terhadap waktu, yang mengakibatkan berkurangnya keuntungan atau bahkan hilangnya keuntungan bila penurunan produksi terlalu cepat. Penurunan kinerja reservoir terhadap waktu sebenarnya dapat diramalkan dengan cara simulasi reservoir. Hasil peramalan kinerja reservoir dapat dipercaya apabila model dikalibrasi dengan menggunakan data produksi yang cukup lama, tapi jika model hanya dikalibrasi dengan data produksi yang relatif singkat maka hasil peramalan kinerja reservoir masih mengandung tingkat ketidakpastian yang tinggi.

Di beberapa proyek masalah-masalah manajemen dan operasional yang tak terduga ada yang tidak terpecahkan atau dapat dipecahkan dengan biaya tinggi. Resiko yang

disebabkan oleh hal tersebut relatif lebih sulit dinilai dibandingkan dengan resiko lain, termasuk didalamnya permasalahan-permasalahan yang timbul akibat kelalaian manusia dan kekurangcakapan sumber daya manusia dan managemen.

Berbagai upaya telah dicoba untuk mengurangi resiko yang berkaitan dengan sumberdaya, diantaranya adalah:

1. Kegiatan eksplorasi telah cukup dilakukan sebelum rencana pengembangan lapangan dibuat.
2. Menentukan kriteria keuntungan yang jelas.
3. Memilih proyek dengan lebih hati-hati, dengan cara melihat pengalaman pengembang sebelumnya, baik secara teknis maupun secara manajerial.
4. Mengkaji rencana pengembangan secara hati-hati sebelum menandatangani perjanjian pendanaan.
5. Memeriksa rencana pengembangan dan menguji rencana operasi berdasarkan skenario yang terjelek.
6. Mentaati peraturan yang berkaitan dengan permasalahan lingkungan.
7. Merancang dan menerapkan program sesuai dengan tujuan dan berdasarkan jadwal waktu pelaksanaan kegiatan yang telah ditetapkan.
8. Melaksanakan simulasi (pemodelan) untuk meramalkan kinerja reservoir dan sumur untuk berbagai skenario pengembangan lapangan.
9. Mengadakan pertemuan secara teratur untuk mengevaluasi pelaksanaan program untuk mengetahui apakah kegiatan dilaksanakan sesuai dengan rencana atau tidak.

BAB V

SIFAT BATUAN DAN FLUIDA PANASBUMI

Sebagian besar reservoir panasbumi terdapat pada batuan vulkanik dengan aliran utama melalui rekahan. Seperti halnya di perminyakan, sifat batuan yang penting menerangkan sifat batuan reservoir panasbumi adalah porositas, permeabilitas dan densitas batuan. Beberapa parameter lain yang penting untuk menerangkan sifat batuan reservoir panasbumi adalah panas spesifik dan konduktivitas panas.

Sifat fluida panasbumi (uap dan air) meliputi volume spesifik, enthalpy, energi dalam, entropi, viskositas dan panas spesifik. Harganya pada berbagai tekanan dan temperatur saturasi ditentukan dari Tabel Uap (Steam Table) dari Rogers dan Mayhew (1980) pada Lampiran A, atau menggunakan korelasi dari Tortike dan Ali (1989) pada Lampiran B.

5.1 SIFAT BATUAN

Porositas (ϕ)

Reservoir panasbumi umumnya ditemukan pada batuan rekah alami, di mana batuannya terdiri dari rekahan-rekahan dan rongga-rongga atau pori-pori. Fluida panasbumi, terkandung tidak hanya dalam pori-pori tetapi juga dalam rekahan-rekahan. Volume rongga-rongga atau pori-pori batuan tersebut umumnya dinyatakan sebagai fraksi dari volume total batuan dan didefinisikan sebagai porositas (ϕ). Secara matematis porositas dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$\phi = V_p/V_b \qquad (5.1)$$

dimana V_p adalah volume pori dan V_b adalah volume total batuan

Porositas batuan reservoir panasbumi biasanya dibedakan menjadi dua, yaitu porositas rekahan dan porositas antar butir atau porositas matriks batuan. Hingga saat ini baru porositas matriks yang dapat diukur di laboratorium. Reservoir panasbumi umumnya mempunyai porositas matriks 3 sampai 25% seperti diperlihatkan pada Tabel 1, sedangkan rekahannya sama dengan 100%.

Permeabilitas (k)

Seperti di perminyakan, permeabilitas suatu batuan merupakan ukuran kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida. Permeabilitas merupakan parameter yang penting untuk menentukan kecepatan alir fluida di dalam batuan berpori dan batuan rekah alami. Permeabilitas yang biasanya dinyatakan dalam satuan mD (mili Darcy), di bidang geothermal seringkali dinyatakan dalam m^2, dimana 1 Darcy besarnya sama

dengan 10^{-12} m^2. Besarnya permeabilitas batuan tidak sama ke segala arah (anisotropy), umumnya permeabilitas pada arah horizontal jauh lebih besar dari permeabilitasnya pada arah vertikal.

Batuan reservoir panasbumi umumnya mempunyai permeabilitas matriks batuan sangat kecil seperti diperlihatkan pada Tabel 5.1, dimana reservoir mempunyai permeabilitas antara 1 sampai 100 mD dan transmisivitas (hasil kali permeabilitas dan ketebalan) antara 1 sampai 100 Dm (Darcy meter).

Tabel 5.1
Sifat Batuan Reservoir Di Beberapa Lapangan Panasbumi
(Sumber: Bjornsson & Bodvarsson, 1988)

Lapangan	**Negara**	**Temp. (^{0}C)**	**k (mD)**	**ϕ (%)**	**kh (Darcy.m)**
Krafla	Iceland	300-350	2-10	3-5	1-3
Laugarnes	Iceland	130	15	0.20	15
Laugaland	Iceland	80-100	2		2
Nesjavellir	Iceland	300-400	1-5	5	5
Svartsengi	Iceland	240	100-150	5-10	
Larderello	Italy	240		5	10-100
Olkari	Kenya	300	3-8	2	1-5
Cerro Prieto	Mexico	280-340	10-30	20	4-40
Broadlands	NZ	270	30	20	50-100
Wairakei	NZ	270	35-40	20	20-100
BacMan	Phillipines	300-320	20	5	30
Tongonan	Phillipines	300-350	10-50	5-10	10-50
The Geyser	USA	240	50-100	5	1-50
Baca	USA	270	3-10	5	1.8

Densitas (ρ)

Densitas batuan adalah perbandingan antara berat batuan dengan volume dari batuan tersebut.

Konduktivitas Panas (K)

Konduktivitas panas suatu batuan merupakan parameter yang menyatakan besarnya kemampuan batuan tersebut untuk menghantarkan panas dengan cara konduksi apabila pada batuan tersebut ada perbedaan temperatur (gradien temperatur). Secara matematis konduktivitas panas dinyatakan sebagai berikut:

$$\mathbf{K = Q/(dT/dz)} \qquad (5.2)$$

dimana Q adalah laju aliran panas per satuan luas dan dT/dz adalah gradien temperatur. Satuan dari konduktivitas panas batuan adalah W/m.^{o}K, penyederhanaan dari satuan (Energi/waktu/luas)/(temperatur/jarak.

Tabel 5.2
Konduktivas Panas Beberapa Jenis Batuan

JENIS BATUAN	KONDUKTIVITAS (W/m.K)
Limestone	2.2 – 2.8
Slate	2.4
Sandstone	3.2
Bitaminous coal	0.26
Rock salt	5.5
Gneiss	2.7
Granite	2.6
Gabbro	2.1
Peridotite	3.8

Konduktivitas panas tidak sama untuk setiap batuan seperti diperlihatkan pada Tabel 5.2. Konduktivitas panas suatu batuan tidak hanya ditentukan oleh jenis batuan atau mineral-mineral penyusunnya, tetapi juga ditentukan oleh struktur kristal yang membentuk batuan tersebut. Mungkin ini pulalah yang menyebabkan harga konduktivitas berlainan ke semua arah. Hal ini menyebabkan panas merambat dengan laju yang berbeda ke arah yang berlainan.

Keanekaragaman sifat konduktivitas panas batuan diperkirakan tidak hanya karena susunan ion dari suatu struktur kristal tetapi juga orientasi dari masing-masing butiran mineral. Kwarsa, misalnya, adalah konduktor panas yang baik, sehingga konduktivitas panas batuan yang mengandung kwarsa umumnya sangat ditentukan oleh fraksi dari kwarsa di dalam batuan tersebut. Sebagai contoh adalah batuan granit; konduktivitasnya berkisar antara 2.5 sampai 4 W/m.K, bila batuan tersebut mengandung kwarsa sebanyak 20 – 35%. Adanya mineral Plagiocase akan menurunkan konduktivitas batuan karena mineral tersebut mempunyai konduktivitas panas yang rendah.

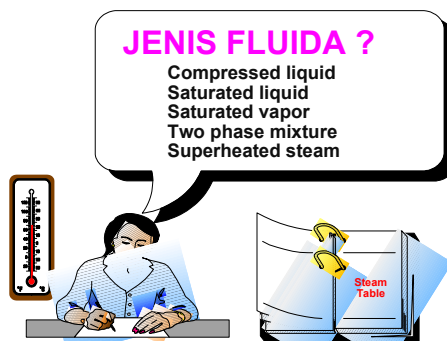
Panas Spesifik Batuan (c_p)

Panas spesifik batuan adalah suatu parameter yang menyatakan banyaknya panas yang diperlukan untuk menaikkan suhu satu satuan masa batuan tersebut sebesar 1^{0}C.

Satuan dari panas spesifik batuan adalah J/kg.K. Panas spesifik batuan umumnya mempunyai harga sebagai berikut:

- Pada temperatur rendah 0.75 - 0.85 kJ/kg^{0}C
- Pada temperatur sedang 0.85 - 0.95 kJ/kg^{0}C
- Pada temperatur tinggi 0.95 - 1.10 kJ/kg^{0}C

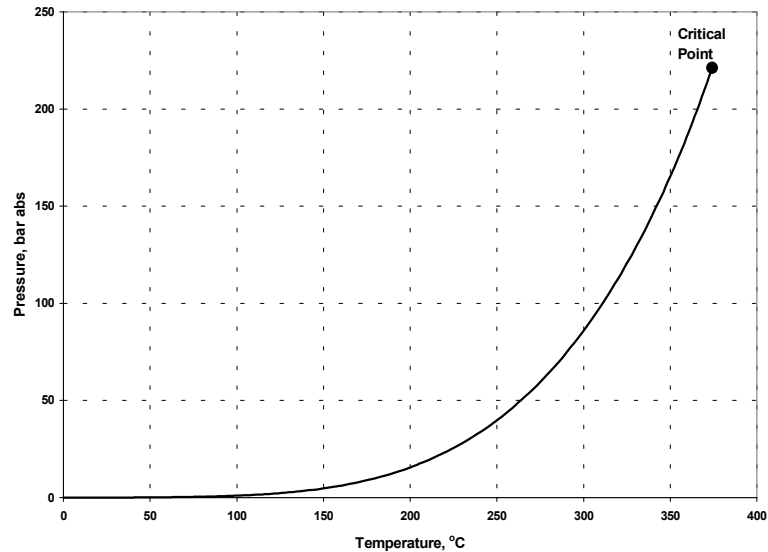
5.2 JENIS DAN SIFAT FLUIDA

Fluida panasbumi dapat berada dalam keadaan cair atau uap tergantung dari tekanan dan temperatur yang mempengaruhinya.

Fluida berada dalam keadaan cair hanya apabila pada suatu tekanan tertentu, temperaturnya lebih kecil dari temperatur titik didih atau temperatur saturasi. Fluida berada dalam keadaan uap apabila pada suatu tekanan tertentu, temperaturnya lebih besar dari temperatur titik didih air atau temperatur saturasi.

Pada tekanan 1 atm (1.01325 bar), misalnya, air mendidih pada temperatur 100^{0}C. Apabila pada tekanan 1 atm besamya temperatur adalah 5O^{0}C, yaitu dibawah temperatur titik didih air, maka fluida ada dalam keadaan cair. Apabila pada tekanan 1 atm besamya temperatur adalah 100^{0}C, yaitu diatas temperatur titik didih air, maka fluida ada dalam keadaan uap.

Pada tekanan yang lebih tinggi dari 1 atm, air akan mendidih pada temperatur yang lebih tinggi, misalnya pada tekanan 20 bar, air mendidih pada temperatur 212.9^{o}C Besar tekanan pada berbagai temperatur saturasi, atau besar temperatur pada berbagai tekanan saturasi untuk air murni selengkapnya dapat dilihat pada Tabel Uap pada Lampilan A. Hubungan antata tekanan dan temperatur saturasi diperlihatkan pada Gambar 5.1.

Tekanan (bar)	Temperatur Saturasi (^{0}C)
1.01325	100
10	179.9
20	212.9
30	233.8

Fasa cair dapat berada bersama-sama dengan fasa uap pada kondisi tekanan dan temperatur tertentu, yaitu pada tekanan dan temperatur saturasi.

Gambar 5.1.
Hubungan Temperatur Saturasi terhadap Tekanan

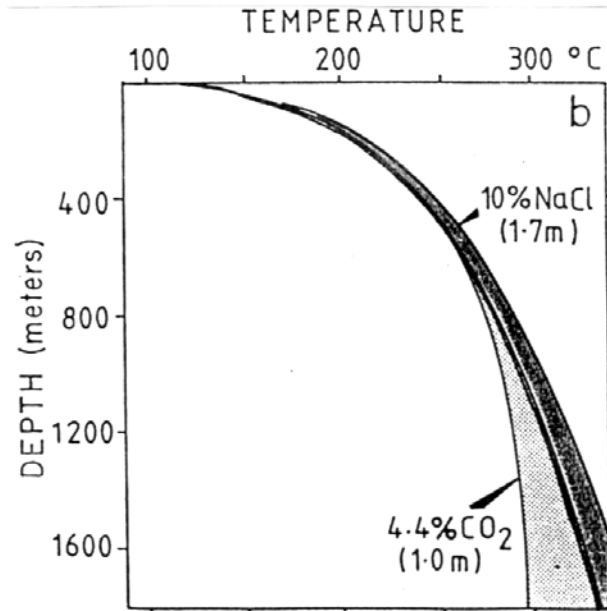
Kurva pada Gambar 5.1 diatas disebut Kurva saturasi. Didaerah diatas kurva saturasi, yaitu daerah dimana temperatur lebih besar dari temperatur saturasi, hanya fasa uap yang terdapat didalam sistim. Pada keadaan ini uap disebut superheated steam (uap lewat panas).

Di daerah dibawah kurva saturasi, yaitu daerah dimana temperatur lebih kecil dari temperatur saturasi, hanya fasa cair yang terdapat didalam sistim. Pada keadaan ini fasa cair disebut sebagai *compressed liquid*.

Pada temperatur dan tekanan saturasi, fasa cair dapat berada bersama sama dengan fasa uap. Fluida merupakan fluida dua fasa, yaitu berupa campuran uap-air. Fraksi uap didalam fluida sering disebut kwalitas uap atau dryness (notasi x), yang didefinisikan sebagai perbandingan antara laju alir masa uap dengan laju alir masa total. Harga fraksi uap (x) bervariasi dari nol sampai dengan satu.

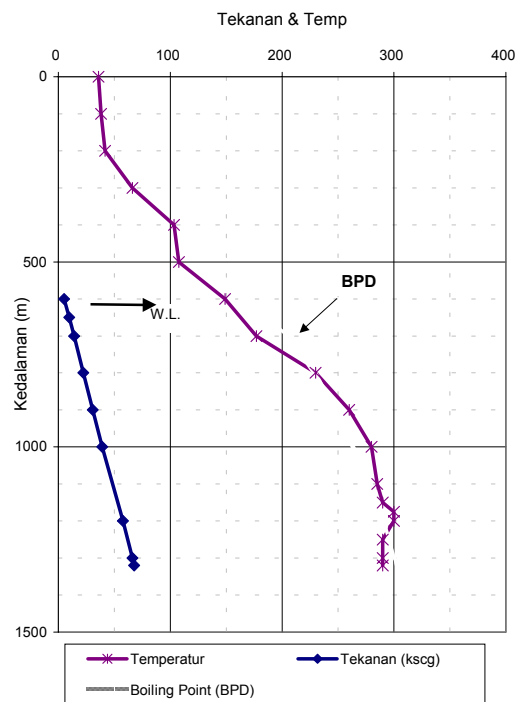
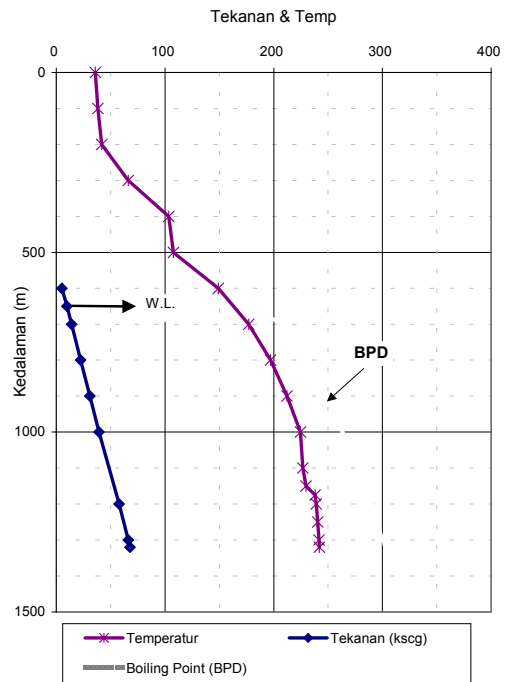
- Apabila pada kondisi saturasi, hanya terdapat fasa cair saja, maka fasa cair tersebut disebut cairan jenuh atau saturated liquid (x=0).
- Bila hanya uap saja yang terdapat pada tekanan dan temperatur saturasi, maka uap tersebut disebut uap jenuh atau saturated vapour (x=l).

Adanya kandungan non-condensible gas didalam air akan menyebabkan temperatur saturasi atau temperatur titik didih menjadi lebih rendah (Lihat Gambar 5.2), sedangkan adanya kandungan garam akan menaikan temperatur saturasi.

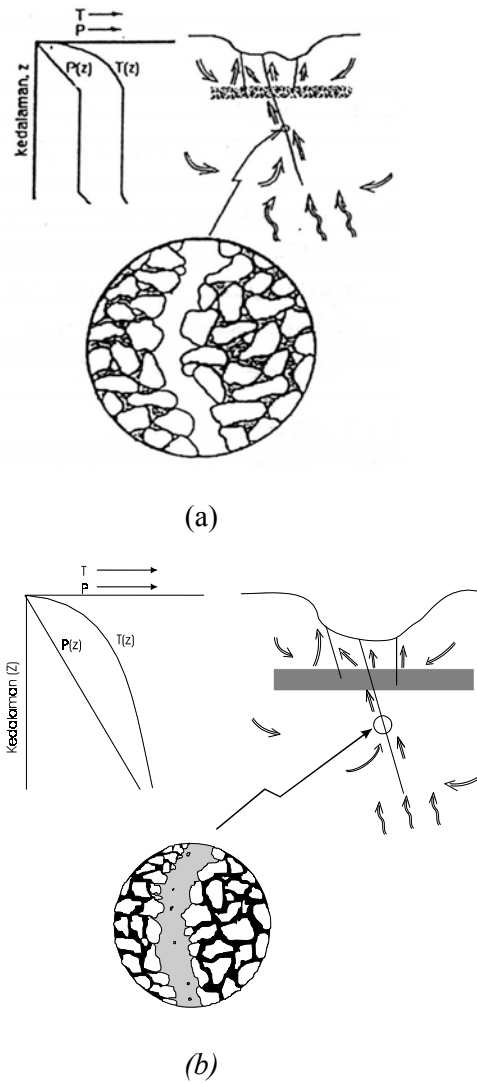
Tidak hanya jenis fluida, tetapi sifat fluida juga sangat ditentukan oleh besarnya tekanan dan temperatur didalam sistim.

Gambar 5.2.
Pengaruh CO2 dan NaCl Terhadap Temperatur dan Tekanan Saturasi

Fluida yang terkandung dibawah permukaan dapat ditentukan dari landaian tekanan dan temperatur hasil pengukuran di dalam sumur. Dari data tekanan dan dengan menggunakan Tabel Uap, kita dapat menentukan temperatur saturasi atau temperatur titik didih. Temperatur saturasi kemudian diplot terhadap kedalaman. Kurva biasa disebut sebagai "Kurva BPD", dimana BPD adalah singkatan dari Boiling Point with Depth. Apabila landaian temperatur dari pengukuran di sumur terletak di sebelah kiri kurva BPD, maka fluida hanya terdiri dari satu fasa saja, yaitu air.

Apabila landaian temperatur dari pengukuran sumur terletak disebelah kanan dari kurva BPD, maka fluida hanya terdiri satu fasa saja, yaitu uap. Apabila landaian temperatur berimpit dengan kurva BPD maka fluida terdiri dari dua fasa, yaitu uap dan air.

Landaian tekanan dan temperatur di sistim dominasi air umumnya seperti yang diperlihatkan pada Gambar 5.4, yaitu berubah secara signifikan dengan kedalaman. Landaian tekanan dan temperatur di reservoir dominasi uap biasanya tidak banyak berubah dengan kedalaman (densitas gas tidak banyak berubah dengan tekanan dan temperatur). Contohnya adalah seperti pada Gambar 5.5.

Gambar 5.3
Landaian Temperatur dan BPD Untuk Penentuan Jenis Fluida/Jenis Reservoir

(a)

(b)

Gambar 5.5
Tipe Landaian Tekanan dan Temperatur
di (a) Sistim Dominasi Uap dan (b) Sistim Dominasi Air.

5.2.1 Sifat Fluida Satu Fasa

Sifat termodinamika uap dan air murni, yaitu volume spesifik (ν_f dan ν_g), densitas (ρ_f dan ρ_g), energi dalam (u_f dan u_g), enthalpy (h_f dan h_g), panas laten (h_{fg}), entropi (s_f dan s_g) dan viskositas (μ_f dan μ_g) pada berbagai tekanan dan temperatur saturasi dapat ditentukan dari Tabel Uap pada Lampiran A atau dengan menggunakan korelasi-korelasi pada Lampiran B, dan dijelaskan dibawah ini.

Volume Specifik

Volume spesifik suatu fasa fluida adalah perbandingan antara volume dengan masa dari fasa fluida tersebut. Satuan dari volume spesifik adalah m^3kg. Volume spesifik air (ν_f) dan uap (ν_g) tergantung dari besarnya tekanan dan temperatur dimana harganya dapat dilihat pada Tabel Uap pada Lampiran A. Sebagai contoh beberapa harga volume spesifik air dan uap diberikan pada Tabel dibawah ini.

Tekanan (bar)	Temperatur (°C)	$\nu_f \times 10^{-2}$ m^3/kg	ν_g (m^3/kg)
1.01325	100	0.1044	1.673
10	179.9	0.11278	0.1944
20	212.9	0.11768	0.09957
30	233.8	0.12163	0.0706
30	250		0.0706*)

Catatan:
**) superheated steam, temperatur titik didih pada tekanan 30 bar adalah 233.8 °C*

Densitas

Densitas suatu fasa fluida adalah perbandingan antara massa dengan volume dari fasa fluida tersebut. Satuan densitas adalah kg/m^3. Densitas air (ρ_f) dan uap (ρ_f) tergantung

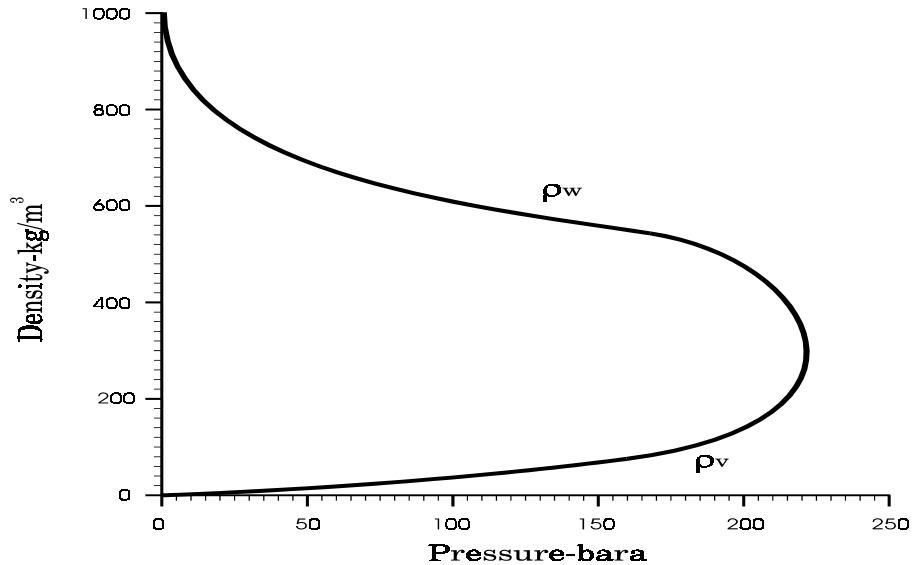
dari besarnya tekanan dan temperatur dimana harganya ditentukan dari harga volume spesifik, yaitu sebagai berikut:

$$\rho = 1/\nu \tag{5.3}$$

Sebagai contoh pada Tabel dibawah ini diberikan harga densitas air dan uap pada beberapa tekanan dan temperatur.

Tekanan (bar)	Temperatur (°C)	ρ_f (kg/m^3)	ρ_g (kg/m^3)
1.01325	100	957.9	0.05977
10	179.9	886.7	5.144
20	212.9	849.8	10.043
30	233.8	822.2	15.004
30	250	-	14.164*)

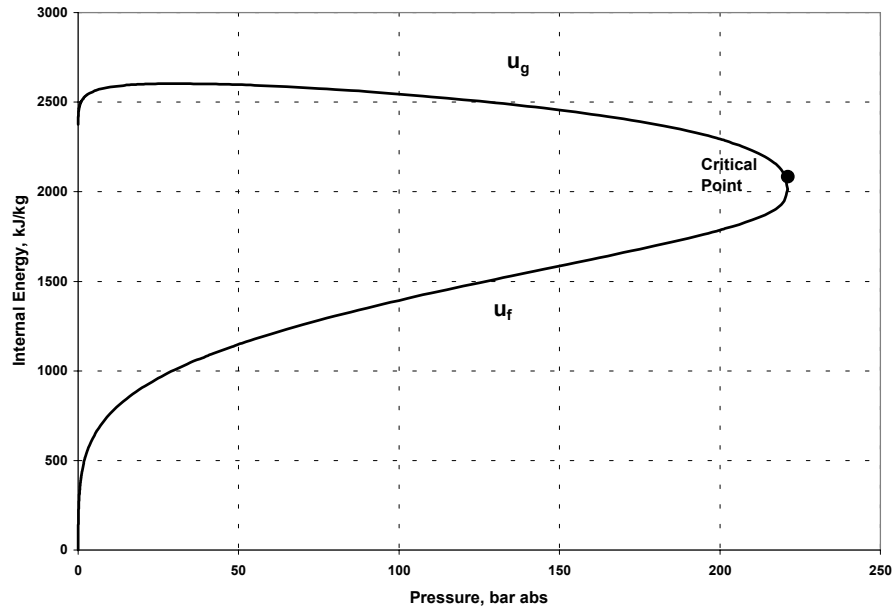
Catatan:
**) superheated steam, temperatur titik didih pada tekanan 30 bar adalah 233.8 °C*

Pada Gambar 5.6 diperlihatkan hubungan antara tekanan dengan densitas air pada temperatur dan tekanan saturasi.

Gambar 5.6
Hubungan Densitas Air dan Uap terhadap Tekanan Saturasi

Energi Dalam (Internal Energi)

Energi dalam (u) merupakan parameter yang menyatakan banyaknya panas yang terkandung didalam suatu fasa persatuan masa. Satuan dari energi dalam adalah kJ/kg. Besarnya energi dalam uap (u_g) dan energi dalam air (u_f) juga tergantung dari tekanan dan temperatur dan harganva dapat ditentukan dari Tabel Uap pada Lampiran A. Beberapa contoh diberikan pada Tabel dibawah ini.

Tekanan (bar)	Temperatur (^oC)	u_f (kJ/kg)	u_g (kJ/kg)
1.01325	100	418.6	2506.5
10	179.9	762	2584
20	212.9	907	2600
30	233.8	1004	2603
30	250	-	2646*)

Catatan:
**) superheated steam, temperatur titik didih pada tekanan 30 bar adalah 233.8 ^oC*

Gambar 5.7
Hubungan Energi Dalam terhadap Tekanan Saturasi

Enthalpi dan Panas Laten

Entalpi adalah jumlah dari energi dalam (u) dengan energi yang dihasill<an oleh kerja tekanan.

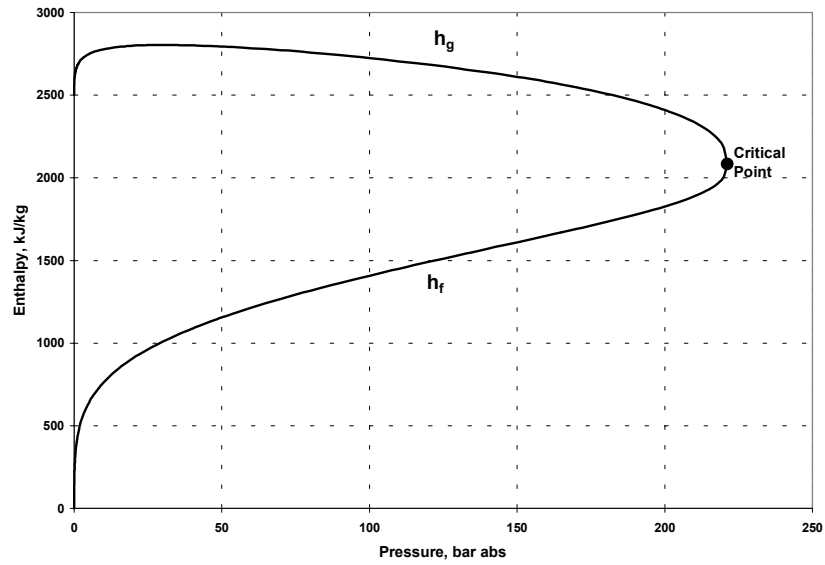
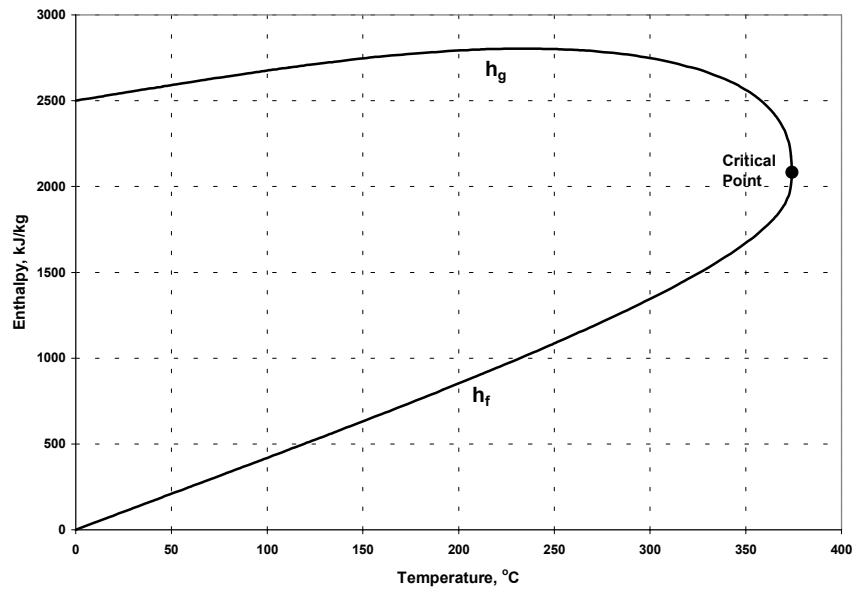
Hubungan dari energi dalam dengan entalpi adalah:

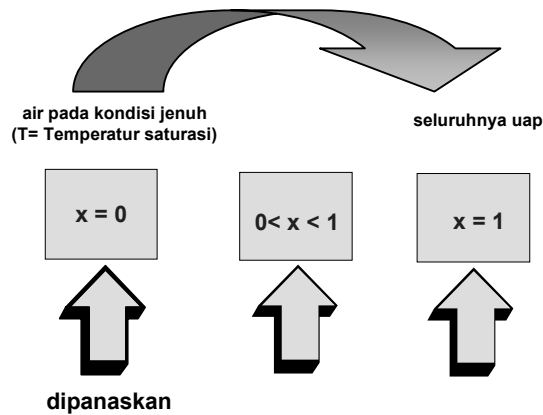
$$h_f = u_f + p/\upsilon_f \tag{5.4}$$

$$h_g = u_g + p/\upsilon_g \tag{5.5}$$

Satuan dari entalpi adalah kJ/kg. Besarnya entalpi uap (h_g) dan entalpi air (h_f) juga tergantung dari tekanan dan temperatur dan harganya, dapat ditentukan dari Tabel Uap pada Lampiran A. Beberapa contoh diberikan pada dibawah ini.

Tekanan (bar)	Temp. (°C)	h_f (kJ/kg)	h_g (kJ/kg)	H_{fg} (kJ/kg)
1.01325	100	419.1	2256.7	2675.8
10	179.9	763	2778	2015
20	212.9	909	2799	1890
30	233.8	1008	2803	1795
30	250	-	2858	-

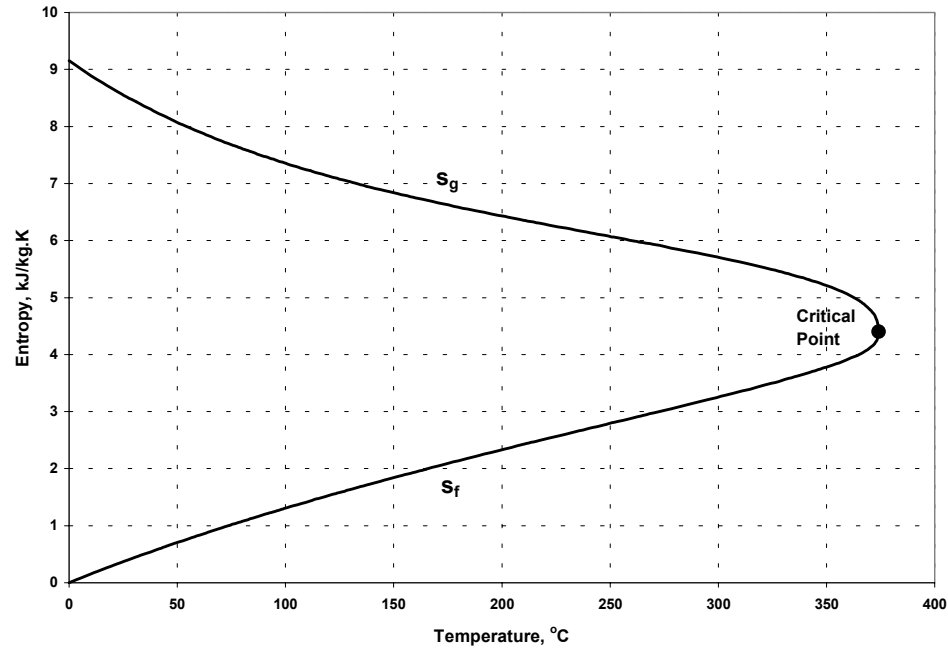
Hubungan antara entalpi uap dan air dengan tekanan diperlihatkan pada Gambar 5.8.

Gambar 5.8
Hubungan Enthalpi terhadap Tekanan Saturasi

Gambar 5.9
Hubungan Enthalpi terhadap Temperatur Saturasi

Panas latent (h_{fg}) adalah panas yang diperlukan untuk mengubah satu satuan masa air pada kondisi saturasi (jenuh) menjadi 100% uap.

Satuan dari panas laten adalah kJ/kg dimana besarnya juga tergantung dari tekanan dan temperatur dan harganya dapat ditentukan dari Tabel Uap pada Lampiran A. Beberapa contoh diberikan pada Tabel diatas.

Entropi

Seperti sifat termodinamika lainnya, entropi (s) juga tergantung dari tekanan dan temperatur dan harganya dapat ditentukan dari Tabel Uap pada Lampiran A. Beberapa contoh diberikan pada Tabel berikut.

Tekanan (bar)	Temp. (°C)	s_f (kJ/kgK)	s_g (kJ/kgK)	s_{fg} (kJ/kgK)
1.01325	100	1.307	7.355	6.048
10	179.9	2.138	6.586	4.448
20	212.9	2.477	6.340	3.893
30	233.8	2.645	6.186	3.541
30	250	-	6.289*)	-

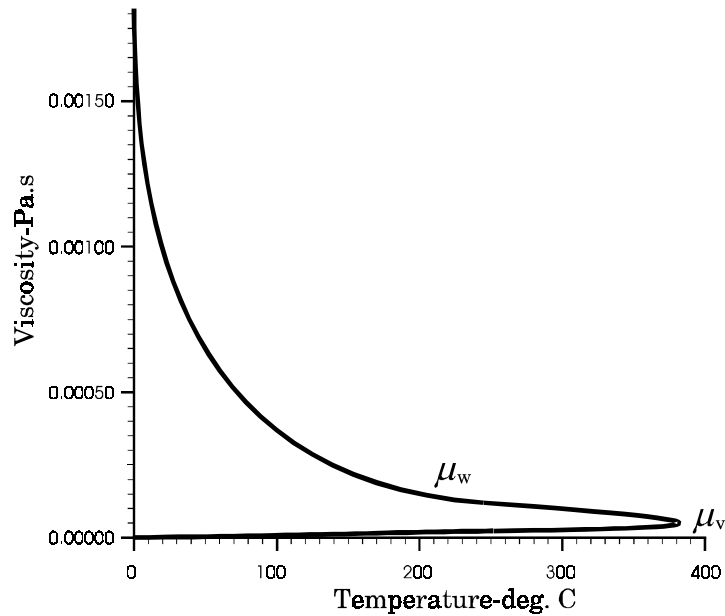
**) superheated steam, temperatur titik didih pada tekanan 30 bar adalah 233.8 °C.*

Gambar 5.10
Hubungan Entropy terhadap Temperatur Saturasi

Viskositas

Viskositas adalah ukuran keengganan suatu fluida untuk mengalir. Viskositas dibedakan menjadi dua, yaitu viskositas dinamik (μ) dan viskositas kinematik (ν). Viskositas kinematis adalah viskositas dinamis dibagi dengan densitasnya, yaitu:

$$\nu = \mu/\rho \qquad (5.6)$$

Viskositas juga tergantung dari tekanan dan temperatur dan harganya dapat ditentukan dari Tabel Uap pada Lampiran A. Beberapa contoh diberikan pada Tabel dibawah ini. Hubungan antara viskositas dengan tekanan diperlihatkan pada Gambar 5.8.

Tek. (bar)	Temp. (°C)	$\mu_f \times 10^6$ (Pa s)	$\mu_f \times 10^6$ (Pa s)	ν_f (m^2/s)	ν_g (m^2/s)
1.01325	100	279	12	0.05977	200.7
10	179.9	149	15	0.168	2.9
20	212.9	127	16	0.149	1.6
30	233.8	116	16.7	0.141	1.1

Gambar 5.11
Hubungan Viskositas Dinamik terhadap Temperatur Saturasi

5.2.2 Sifat Fluida Dua Fasa (Uap-Air)

Sifat fluida dua fasa, yaitu campuran uap-air tergantung dari kwalitas uapnya atau dryness. Secara matematis dryness (x) dinyatakan sebagai berikut :

$$x = m_V/m_T \qquad (5.7)$$

Atau

$$x = m_V/(m_V + m_L) \qquad (5.8)$$

dimana :

m_v = laju alir masa uap (kg/det atau ton/jam) m_L = laju alir masa air (kg/det atau ton/jam)
m_T = laju alir masa total (kg/det atau tonljam)

Apabila h_{fg} adalah panas laten, ν_f, ρ_f , u_f , h_f , s_f, μ_f adalah sifat-sifat air pada kondisi saturasi, dan ν_g, ρ_g, u_g, h_g, s_g, μ_g adalah sifat-sifat uap pada kondisi saturasi, maka sifat fluida dua fasa (campuran uap-air) yang fraksi uapnya dinyatakan dengan notasi x, dapat ditentukan sebagai berikut:

$$h = h_f + x\, h_{fg} \qquad (5.9)$$

$$s = s_f + x\, s_g \tag{5.10}$$

$$\upsilon = x\, \upsilon_g + (1-x)\, \upsilon_f \tag{5.11}$$

$$u = x\, u_g + (1-x)\, u_f \tag{5.12}$$

Jenis fluida, apakah satu fasa atau dua fasa, biasanya ditentukan dengan membandingkan harga entalpinya (h) dengan entaLpi air dan entalpi uap (h_f dan h_g) pada kondisi saturasi. Kriteria dibawah ini umumnya digunakan untuk menentukan jenis fluida panasbumi.

$h < h_f$	Air (compressed liquid)
$h = h_f$	Air jenuh (saturated liquid)
$h = h_g$	Uap jenuh (saturated steam)
$h_f < h < h_g$	Dua fasa (campuran uap-air)
$h > h_g$	Uap (superheated steam)

5.3 FLUIDA DUA FASA DI DALAM BATUAN RESERVOIR

Di dalam reservoir fluida dua fasa umumnya diasumsikan tidak bercampur, tetapi terpisah masing-masing fasanya. Rongga-rongga/pori-pori batuan ada yang diisi uap dan ada pula yang diisi air. Seperti di perminyakan, fraksi volume pori-pori yang terisi uap biasanya disebut Saturasi air (S_L) dan yang terisi air disebut Saturasi uap (S_V), dimana:

$$S_L + S_V = 1 \tag{5.13}$$

Bila ρ_L dan ρ_V masing-masing adalah densitas air dan densitas uap, h_L dan h_v adalah entalpi air dan uap serta u_L dan u_v adalah energi dalam air dan uap, maka sifat fluida dua fasa yang terdapat didalam media berpori biasanya dinyatakan oleh persamaan berikut:

Densitas:

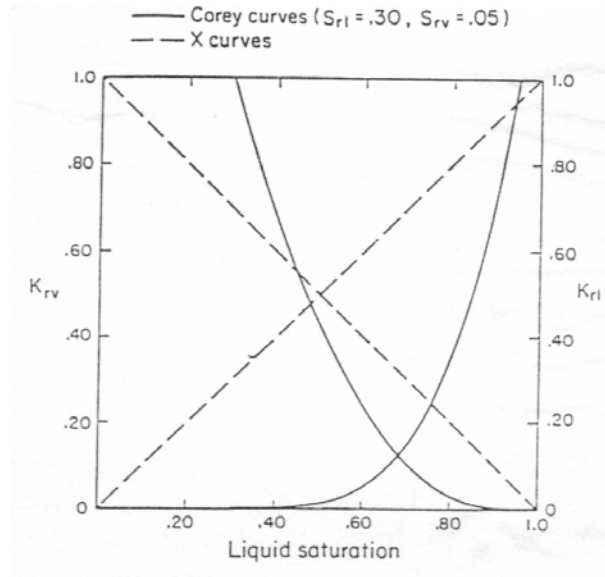
$$\rho = \rho_L S_L + \rho_V S_V \tag{5.14}$$

Entalpi:

$$h = \frac{\rho_L S_L h_L + \rho_V S_V h_V}{\rho} \tag{5.15}$$

Energi dalam:

$$u = \frac{\rho_L S_L u_L + \rho_V S_V u_V}{\rho} \tag{5.16}$$

Sifat fluida dua fasa dalam keadaan mengalir tergantung dari harga permeabilitas relatif. Kurva permeabilitas relatif dari Corey (1954) dan kurva permeabilitas relatif linier seperti ditunjukkan pada Gambar 5.12 sering digunakan dalam perhitungan teknik reservoir.

Gambar 5.12
Kurva Permeabilitas Relative Corey dan Kurva Garis Lurus

Secara matematis persamaan Corey dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$k_{rL} = (S_L^*)^4 \tag{5.17}$$

$$k_{rV} = (1-S_L^*)\,[1-(S_L^*)^2] \tag{5.18}$$

dimana :

$$S_L^* = \frac{S_L - S_{LR}}{1 - S_{LR} - S_{VR}} \tag{5.19}$$

S_{LR} dan S_{VR} adalah residual liquid saturation dan residual vapour saturation. Untuk perhitungan di bidang panasbumi biasanya diasumsikan S_{LR} = 0.3 dan S_{VR} = 0.05

Dengan asumsi bahwa aliran di reservoir mengikuti hukun Darcy, yaitu:

$$q_{mL} = \frac{k\,k_{rL}}{v_L}\left(P - \rho_L\,g\right) \tag{5.20}$$

$$q_{mL} = \frac{k\,k_{rV}}{\upsilon_V}\left(P - \rho_v g\right) \tag{5.21}$$

dan aliran panas secara konduksi diabaikan, jadi aliran panas (Qe) yang tejadi secara konveksi adalah sebagai berikut:

$$Qe = h_L\, q_{mL} + h_V\, q_{mV} \tag{5.22}$$

serta asumsi aliran adalah horizontal (pengaruh gravitasi diabaikan), maka entalpi fluidadan viskositas kinematik dua fasa dalam keadaan mengalir dapat dinyatakan dengan persamaan berikut:

Flowing enthalpy (h_f) :

$$h_f = \frac{h_L \frac{k_{rL}}{\nu_L} + h_V \frac{k_{rV}}{\nu_V}}{\frac{k_{rL}}{\nu_L} + \frac{k_{rV}}{\nu_V}} \tag{5.23}$$

Viskositas kinematik (ν_t):

$$\frac{1}{v_t} = \frac{k_{rL}}{v_L} + \frac{k_{rV}}{v_V} \tag{5.24}$$

dimana :

q_{mL} = laju alir masa air
q_{mV} = laju alir masa uap
h_L = enthalpy air
h_V = enthalpy uap
ν_L = viskositas kinematik air
ν_V = viskositas kinematik uap
ρ_L = densitas air
ρ_V = densitas uap
P = tekanan
g = gravitasi

h_L dan h_v adalah enthalpy fasa cair dan fasa uap, sedangkan ν_L dan ν_V adalah viskositas kinematik fasa cair dan fasa uap.

5.4 GEOKIMIA FLUIDA PANASBUMI

Data kimia fluida panas bumi sangat berguna, antara lain untuk memberikan perkiraan mengenai sistim panasbumi yang terdapat di bawah permukaan (misalnya: temperatur dan jenis reservoir, asal muasal air), serta untuk mengetahui sifat fluida khususnya tentang korosifitasnya dan kecenderungannya untuk membentuk endapan padat (scale) yang diperlukan untuk perencanaan sistim pemipaan dan sistim pembangkit listrik. Untuk memberikan pemahaman mengenai hal tersebut maka dalam tulisan ini aspek-aspek dari geokimia yang meliputi:kandungan kimia fluida, teknik sampling, jenis air, kegunaan data kimia air, jenis sistim hidrothermal, penentuan temperatur reservoir, penentuan jenis reservoir, penentuan asal muasal air, korosivitas dan kecenderungan scaling.

5.4.1 Kandungan Kimia Fluida Panasbumi

Cl^-	Na^+	Cs^+
HCO_3^-	K^+	Mn^+
$S0_4^=$	Ca^{++}	Fe^{++}
F^-	Li^+	$A1^{+++}$
Br^-	Mg^{++}	Rb^+
I^-		

As	Boron
$Si0_2$	Ammonia
$CO_3^=$	Non condensible gas

Kandungan kimia fluida panas bumi di suatu tempat berbeda dengan di tempat-tempat lainnya, tidak hanya dari lapangan ke lapangan, tetapi juga dengan yang diperoleh dari suatu tempat dan tempat lainnya meskipun keduanya terdapat di lapangan yang sama. Sebagai ilustrasi diperlihatkan kandungan kimia dari beberapa mata air panas (spring) di lapangan Orakei Korako, Cerro Prieto dan Broadlands. Kosentrasi ion yang berbeda-beda dapat disebabkan karena banyak hal, antara lain adalah karena perbedaan dalam:

1. Temperatur
2. Kandungan gas
3. Sumber air
4. Jenis batuan
5. Kondisi dan lamanya interaksi air batuan
6. Adanya percampuran antara air dari satu sumber dengan air dari sumber lainnya.

	ORAKEI KORAKO (NZ)		CERRO PRIETO (Mexico)		BROADLANDS (NZ)
	SPG 22	SPG 664	SPG 49	SPG 54	OHAKI POOL
Temp. ^oC	99	64	57	98	95
pH	9.2	8.2	6.5	7.4	7.05
SiO_2	280	150	45	92	338
Ca	0.8	4.6	283	492	-
Mg	-	0.6	20	38	-
Na	370	135	1350	3700	860
K	34	10	233	400	82
Li	3.4	1.2	4.4	8	7.4
HCO_3	113	201	128	42	490*
SO4	185	12	960	130	100
C1	404	78	2930	6700	1060
F	10.8	2.9	-	-	5.2
B	3.4	5.4	-	-	32

	ORAKEI KARAKO (NZ)			
	WELL 2 flashed	WELL 2 at depth	SPG 22	SPG 664
Depth (m)	-	1150	-	-
Temp. ^oC	99	260	99	64
pH	9.1	?	9.2	8,2
SiO_2	480	327	280	150
Ca	<1	<1	0.8	4.6
Mg	-	-	-	0.6
Na	550	375	370	135
K	54	37	34	10
Li	3.1	2.1	3.4	1.2
HCO_3	290	198	113	201
SO_4	142	97	185	12
C1	546	372	404	78
F	5.7	3.9	10.8	2.9
B	7.7	5.2	34	5.4

5.4.2 Jenis-Jenis Air Panasbumi

- Air Alkali Klorida (Alkali Chloride Water)
- Air Asam Sulfat (Acid Sulphate Water)
- Air Asam Sulfat-Klorida (Acid Sulphate-Chloride Water)
- Air Bikarbonat (Bicarbonate Water)

5.4.2.1 Air Alkali Klorida

- C1 Tinggi (400 - 1800 ppm).
- Na dan K tinggi
- Ca seringkali rendah
- SiO_2 cukup tinggi (tergantung temperatur).
- Umumnya mengandung $SO_4^{=}$, $HCO_3^{=}$ dan sejumlah kecil F, NH_3, As, Li Rb, Cs dan Mg.
- pH sekitar 6 - 7.5

	GEYER 238 EL TATIO	OHAAKI POOL OHAAKI	CHAMPAGNE POOL WAIRAKEI
pH (20°C)	7.32	7.05	8.0
Li	45	7.4	10.8
Na	**4340**	**860**	**1070**
K	520	0.1	102
Rb	6.7	1.2	1.1
Cs	12.6	-	2.7
NH4	3.8	2.6	-
Ca	272	-	26
Mg	0.5	-	0.4
Fe	0.1	5.2	-
Mn	0.4	1060	-
F	3.1	100	6.6
Cl	**7922**	**680**	**1770**
SO_4	30	32	26
HCO_3	46	338	76
B	178		21.9
SiO_2	260		-

Sebuah contoh lain diperlihatkan pada Tabel dibawah ini yang memperlihatkan kandungan kimia air yang berbeda-beda dari sumur (di permukaan dan di bawah permukaan) dan dari beberapa mata air di lapangan Cerro Prieto Mexico.

	CERRO PRIETO (MEXICO)				
	WELL M-26 flashed	WELL M-26 at depth	SPG 41	SPG49	SPG 54
Depth (m)	-	1240	-	-	-
Temp. ^oC	100	292	40	57	98
pH	8.0	-	2.4	6.5	7.4
SiO_2	1156	705	247	45	92
Ca	971	592	407	283	492
Mg	1	0.6	87	20	38
Na	**10467**	**6382**	**4100**	**1350**	**3700**
K	2544	1551	1010	233	400
Li	23.8	14.5	12.1	4.4	8
HCO_3	46	28	0	128	42
SO_4	<6	<3.5	690	960	130
C1	**19548**	**11918**	**8410**	**2930**	**6700**
F	-	-	-	-	-
B	22	13.4	-	-	-

5.4.2.2 Air Asam Sulphate

- $SO_4^{=}$ tinggi
- C1- dan HCO_3^- sangat rendah (kadang-kadang = nol)
- Mengandung Na, K, Ca, Mg, Fe
- pH rendah (pH < 2-3)

Acid Sulphate water biasanya terjadi di volcanic geothermal areas dimana uap terkondensasi menjadi air permukaan.

Acid Sulphate water mungkin juga berasal dari oksidasi H2S yang terjadi di "vadose zone" yaitu daerah diatas permukaan air.

	SOLOMON ISLAND MUD POOL PARASO	TUTUN-TAIWAN WELL 19 (95 m)	SULPHUR R VANUATU SPRING.
Temp. ^oC	48	161	83
pH	2.5	2.0	1.5
SiO_2	168	419	540
Ca	2	205	112
Mg	1.8	53	2
Na	1.3	146	170
K	0.6	58	44
Li	-	-	-
HCO_3	59	-	-
SO_4	**1288**	**3165**	**2017**
C1	11	1620	1080
F	-		
B	11	46	-

5.4.2.3 Air Asam Sulfat-Klorida (Acid Sulphate Chloride Water)

- C1- dan $SO_4^=$ cukup tinggi
- pH < 2 - 5

Terjadi karena :

- Tercampurnya alkali chloride water dengan acid sulphate water
- Ion sulphide (h2s) dalam alkali chloride water teroksidasi menjadi $SO_4^=$
- Alkali choride water melewati dan bereaksi dengan batuan yang mengandung sulphur

5.4.2.4 Air Karbonat (Carbonate Water)

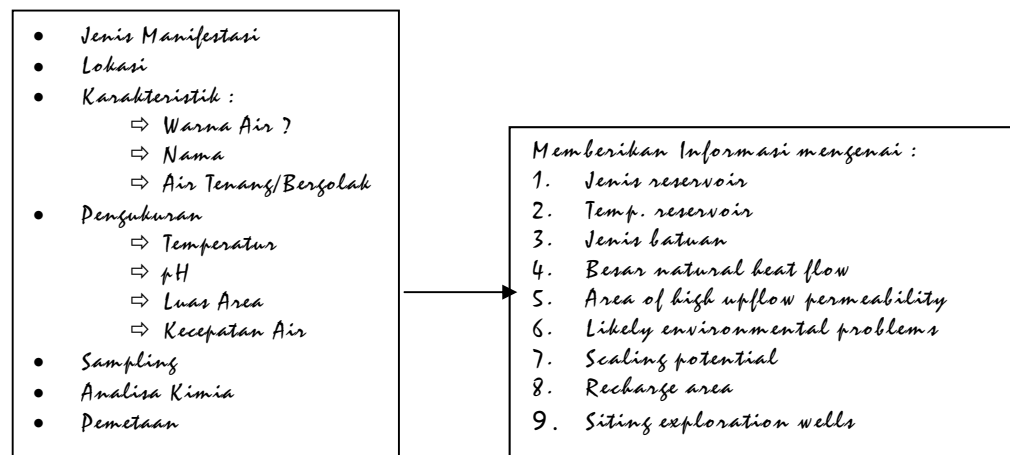
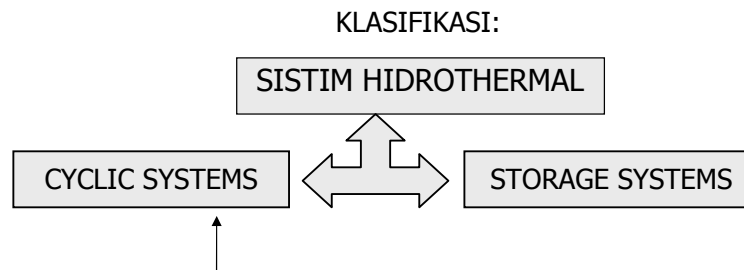
- HCO_3^- tinggi
- Cl^- rendah
- pH sekitar 5-6

Di beberapa tempat air karbonat tercampur karena adanya batuan limestone di bawah permukaan. Di permukaan hal ini dicirikan oleh adanya endapan tranvertme ($CaCO_3$) sinter disekitar mata air panas.

	KAMOJANG (IND) SPG (SELATAN KMJ)	BROADLANDS (NZ) SUMUR BR 6 (PERM)	D.BRATON (BALI) ANGSRI 1B
Temp. ^oC	-	-	48
pH	7.0	7.4	8.9
SiO_2	200	180	166
Ca	73	180	4.2
Mg	27	90	79.5
Na	47	435	106
K	16	39	40
Li	-	1.2	0.2
HCO_3	**836**	**2284**	**0.2**
SO_4	74	15	380
C1	5	1.8	139
F	4	1.2	52
B			48

5.4.3 Kegunaan Data Kimia Pada Tahap Prospeksi

Kegiatan Pada Tahap Prospeksi

Geochemist → Manifestasi Panasbumi Di Permukaan

5.4.3.1 Identifikasi Jenis Reservoir

Hanya jenis ini yang dapat diidentifikasi pada tahap prospecting

- Spring dengan kandungan chlorida tinggi → water dominated
- Bila tidak ada spring yang kandungan chloridanya "significant" → "steam dominated"
- Mata air panas yang bersifat asam → Sistim dominasi uap
- Mata air panas yang bersifat netral → Sistim dominasi air
- Mata air panas bersifat netral di kaki gunung → Sistim dominasi uap
- Mata air panas jenuh dengan silika → Sistim dominasi air
- Mata air panas silika sinter → Sistim dominasi air
- Kolam air panas : Air jernih, kebiruan netral → Reservoir dominasi air (deep reservoir)
- Kolam air panas : Air bersifat asam berlumpur & kehijauan → Air berasal dari air tanah yang menjadi panas karena pemanasan oleh uap panas (Tidak berarti reservoir dominasi uap, bisa saja reservoir dominasi air)
- Telaga air panas (hot cakes)

  Terjadi karena : hydrothermal eruption

  Bisa reservor dominasi uap atau dom.inasi air
- Mud pools

  Karena kondensasi uap panas

  Bisa reservoir dominasi uap atau dom.inasi air
- Fumarole yang memancarkan uap dengan kecepatan tinggi

  Sistim ?

  wet fumarole → Dominasi Air

  Dry Fumarole
- Geyser

  Sistim Dominasi Air
- Silika Sinter

  Sistim Dominasi Air

5.4.3.2 Perkiraan Temperatur Reservoir Pada Tahap Prospeksi Dari Data Kimia Air Permukaan

Geothermometer

Kosentrasi dari unsur-unsur yang dapat digunakan untuk memperkirakan temperatur reservoir atau temperatur sumber air di bawah permukaan

Jenis Geothermometer

a. Silika geothermometer
b. Sodium, Potassium geothermometer
c. Sodium, Calcium, Potassium geothermometer

(a) Silika Geothermeometer

Memperkirakan temperatur suatu sumber air (reservoir) dibawah permukaan bila air permukaannya jenuh dengan kwarsa ?.

♦ Proses pendinginan secara adiabatik

$$t(^{c}C) = \frac{1533.5}{5.768 \log SiO_2} - 273 \quad (5.26)$$

♦ Proses pendinginan secara konduktif

$$t(^{c}C) = \frac{1315}{5.205 \log SiO_2} - 273 \quad (5.27)$$

Memperkirakan temperatur suatu sumber air (reservoir) dibawah permukaan bila air permukaannya jenuh dengan Chalcedony

♦ Proses pendinginan secara konduktif

$$t(^{c}C) = \frac{1015.1}{4.655 \log SiO_2} - 273 \quad (5.28)$$

(b) Sodium, Potassium Geothermometer

Sangat tepat untuk air jenis-jenis alkali-klorida dengan pH netral
Tidak tepat digunakann bila ada endapan travertine

- Persamaannya :

$$t(^{c}C) = \frac{855.6}{\log (Na/K) + 0.8573} - 273 \quad (5.29)$$

- Persamaan Fournier :

$$t(^{\circ}C) = \frac{1217}{\log(Na/K) + 1.483} - 273 \quad (5.30)$$

- Persamaan Giggenbach :

$$t(^{\circ}C) = \frac{1390}{\log(Na/K) + 1.75} - 273 \quad (5.31)$$

(a) Sodium, Calcium, Potassium Geothermometer

- Untuk air yang mengandung Ca cukup banyak
- Untuk air yang memberikan endapan traverline
- Persamaannya :

$$t(^{\circ}C) = \frac{855.6}{\log(Na/K) + \log(\sqrt{Ca}/Na) + 2.24} - 273 \quad (5.32)$$

Cara Perhitungan :

- Hitung $\log\left[\frac{\sqrt{Ca}}{Na}\right]$

  Bila negative : $\beta = \frac{1}{3}$

  Hitung :

$$\log K^{*} = \log\left[\frac{Na}{K}\right] + \beta \log\left[\frac{\sqrt{Ca}}{Na}\right] \quad (5.33)$$

  Bila positive : $\beta = \frac{4}{3}$

Hitung :

$$\log K^{*} = \log\left[\frac{Na}{K}\right] + \beta \log\left[\frac{\sqrt{Ca}}{Na}\right] \quad (5.34)$$

Tentukan temperatur (T) dari Gambar dibawah ini. Apakah T > 100 ^{o}C?
Bila ya hitung kembali K* dengan harga $\beta = \frac{1}{3}$

5.4.3.3 Memperkirakan Sumber Air Pada Tahap Prospeksi

Dari Perbandingan Ion/Komponen:

Na/B sama disemua tempat ⇒ Air berasal dari satu sumber

Na/Ca tinggi ⇒ Sumber air bertemperature tinggi
Air mengalir lansung dari sumbernya

Na/Mg tinggi ⇒ Sumber air bertemperatur tinggi

Na/Mg Rendah ⇒ Ada percampuran dengan air dingin

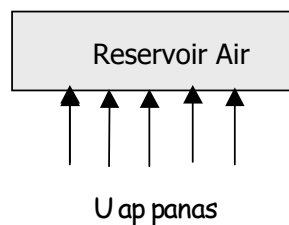
C1/F tinggi ⇒ Sumber air mempunyai temperatur tinggi

C1/I rendah ⇒ air kontak dengan material organik

C1/Mg dan C1(Mg+Ca) tinggi ⇒ sumber air bertemperatur tinggi

C1/Mg dan C1(Mg+Ca) rendah ⇒ Ada percampuran dengan air laut

C!/B sama disemua tempat ⇒ air berasal dari satu sumber

C!/B rendah ⇒
1. air berasal dari batuan sedimen yang banyak mengandung material organik
2. air berasal dari suatu sumber air yang dipanasi uap

C1(HCO_3 + CO_3) rendah ⇒ Ada pencampuran dengan air dingin
C1(HCO_3 + CO_3) tinggi ⇒ Air mengalir langsung dari sumbernya

C!/SO_4 tinggi ⇒ sumber air bertemperatur tinggi
C!/SO_4 rendah ⇒ air berasal dari suatu sumber air yang dipanasi uap

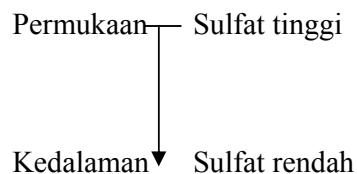
Ca/HCO_3 ⇒ Sumber air bertemperatur tinggi

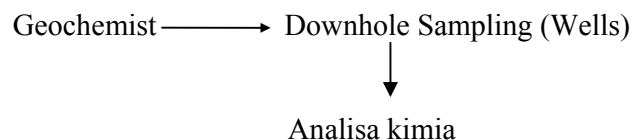
Ca/Mg tinggi ⇒ Air mengalir langsung dari sumbernya
Ca/Mg sangat rendah ⇒ Ada percampuran dengan air laut

SiO_2/K di perm. > di bawah per. ⇒ Ada percampuran dengan air bertemperatur tinggi
SiO_2/K di perm = di bawah perm. ⇒ Dalam perjalanannya ke permukaan pengendapan Silika sangat kecil

Na/Li tinggi ⇒ Sumber air bertemperatur rendah
Ada pencampuran dengan air dingin

Na/K rendah (12-15 ppm) ⇒ Sumber air bertemperatur tinggi
Air mengalir langsung dari sumbernya
Na/K tinggi (15-25 ppm) ⇒ air dari sumbernya tidak langsung mengalir ke permukaan

S ⇒ Sebagai HS dan senyawa sulfat

Barite (BaSO) ? ⇒ Umumnya terdapat di tempat yang dangkal atau tempat bertemperatur rendah

5.4.4 Kegunaan Data Kimia Pada Tahap Pemboran

Data kimia berguna untuk :

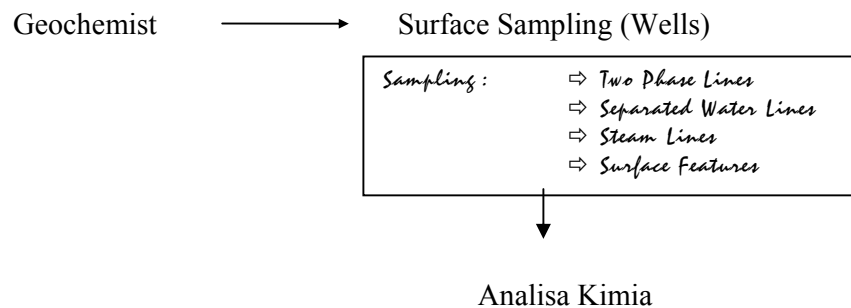
1. Memperkirakan komponen dan sifat kimia fluida reservoir (Untuk modifikasi "conceptual Model")
2. Memperkirakan kedalaman pusat - pusat rekahan (feed zones) di sumur
3. Memperkirakan luas reservoir :

   Analisa chloride dari berbagai sumur ⇒ Dipetakan ⇒
   dapat diperoleh gambaran mengenai upflow & outfow areas

4. Menentukan enthalpy fluida
5. Memonitor natural surface features :
   - Kandungan kimia dalam srpings & fumarcole diukur pada waktu pemboran & pengujian.

5.4.5 Kegunaan Data Kimia Pada Tahap Produksi

Kegiatan Pada Tahap Produksi:

Analisa Kimia

Kegunaan Data Kimia Pada Tahap Produksi:

1. Memonitor kandungan kimia fluida sumur, untuk mendapatkan informasi mengenai:
   - Reinjection returns (Diindikasikan oleh adanya peningkatan kandungan Chlorida).
   - Penurunan enthalphy fluida (Diindikasikan oleh adanya penurunan konsentrasi Silika).
   - Masuknya air hasil pemansasan uap kedalam reservoir (Incursion steam heated water into the reservoir). Hal ini diindikasikan oleh adanya peningkatan ratio Sulphate/ Chloride.
   - Perubahan tingkat pendidihan air (Change in the amount of boilling). Hal ini dapat diketahui dari perbandingan CO_2/H_2S
   - Perubahan zona produksi di dalam sumur (Changing feed zones in wells).
   - Perubahan potensi scaling (Changing in scaling potential).
   - Perubahan pH air reservoir (Changes in the pH of the reservoir waters).

2. Memonitor kandungan kimia air injeksi.

3. Problem solving.

5.4.6 Kegunaan Data Kimia Pada Tahap Perencanaan Dan Konstruksi

Data yang dibutuhkan :

1. Konsentrasi silica
   Silica scaling in separated water pipeline & Reinjection wells
   Perlu ditentukan :
   - Besarnya tubing inlet press
   - Besarnya temperatur air yang akan diinjeksikan

2. Banyaknya & jenis gas dalam uap
   Akan menentukan
   - Design condensor
   - Sice condensor
   - Pompa yang dibutuhkan
   - Design turbine

3. Data kimia air & gas
   Material selection for :
   - Steam & water pipelines
   - Condensor
   - Turbin blades
   - Valves
   - Compensatore
   - Cooling towers
   - Pompa

4. Chemistry of cooling water circuit
   Design cooling tower, meterials

5. Environmental Planning
   - Likely gas emissions from cooling tower
   - Disposal of condensate blow down
   - Disposal of gas extraction effluent
   - Power station acoupational heath
   - effects of spills & breaks in pipe lines
   - Water right hearings & envionmental impact reports

6. Chemistry of Production wells
   To obtain furaher understanding of the fleld & clarification of conc. model

5.4.7 Ion Balance

Ion balance merupakan salah satu cara untuk mengecheck baik tidaknya hasil analisa kimia yang dilakukan.Caranya adalah dengan membandingkan jumlah konsentrasi molal ion positive dikalikan dengan masing-masing valensinya dengan jumlah konsentrasi molal ion positive dikalikan dengan masing-masing valensinya.

<u>Kesetimbangan kation-anion</u>

Ubah stuan konsentrasi dari ppm ---- - epm
epm = equivalent per milion
epm = konsentrasi/valensi

Contoh:

LOKASI	Na	K	Mg	Ca	Cl	SO_4	HCO_3	$\sum$ Ci
Wairakei	1070	102	0.4	26	1770	26	76	370
Wattani	285	24	9	17	364	49	202	950
White Island	5910	635	3800	3150	38700	4870	-----	57065
Mole Wt	23	39.1	24.3	40	35.5	96	61	

Dalam Milli Molal Unit (1 Mole = 1000 Millimoles)

LOKASI	Na	K	Mg	Ca	Cl	SO_4	HCO_3
Wairakei	46.5	2.6	0.02	0.65	49.8	0.3	1.2
Wattani	12.4	0.6	0.4	0.42	10.2	0.5	3.3
White Island*	272 (257)	17.2 (16)	166 (156)	84 (79)	1156 (1090)	54 (51)	-

Ubah satuan konsentrasi (ppm $\rightarrow$ meq) dari ppm ke milli mole (1 mole = 1000 milli mole)

Ci = konsentrasi dalam mg/kg (ppm)
m = konsentrasi dalam satuan molal

$$m = \frac{C}{1000\,BA} \quad \text{atau} \quad m = \frac{C}{1000\,BM} \tag{5.25}$$

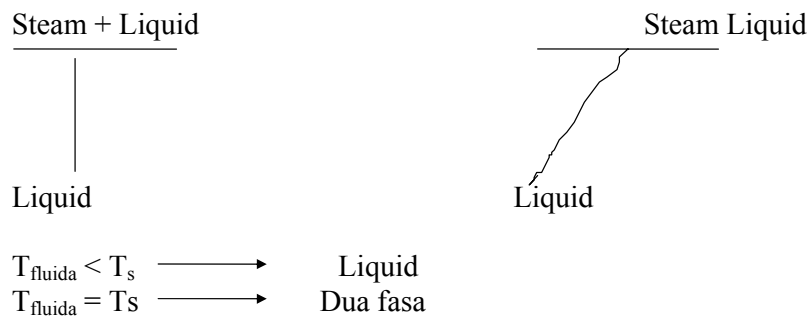
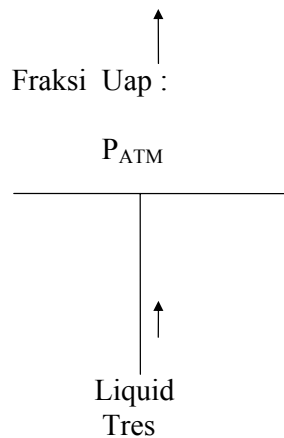
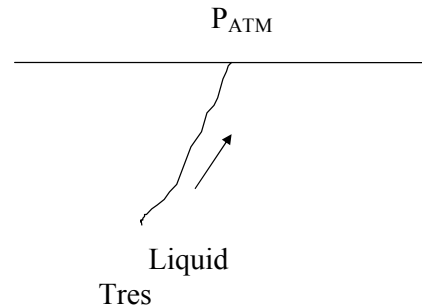
Contoh:

LOKASI	Na	K	Mg	Ca	Cl	SO_4	HCO_3
WAIRAKEI	1070	102	0.4	26	1770	26	76
WATTANI	285	24	9	17	364	49	202
WHITE ISLAND	5910	635	3800	3150	38700	4870	-----
BA (BM)	23	39.1	24.3	40	35.5	96	61

LOKASI	Na	K	Mg	Ca	Cl	SO_4	HCO_3
WAIRAKEI	46.5	2.6	0.02	0.65	49.8	0.3	1.2
WATTANI	12.4	0.6	0.4	0.42	10.2	0.5	3.3
WHITE ISLAND*	257	16	156	79	1090	51	-

5.4.8 Pengaruh Boiling Terhadap Komposisi Fluida

Dalam perjalanannya ke permukaan, fluida panasbumi dapat berubah fasa. Perhitungan kandungan kimia pada kondisi reservoir dari data permukaan:

$T_{fluida} < T_s$ ⟶ Liquid
$T_{fluida} = Ts$ ⟶ Dua fasa

- No volatile components (komponen-komponen yang tidak mudah menguap) seperti silika akan tetap dalam cairan
- Komponen-komponen yang mudah menguap akan masuk ke fasa uap

Asumsi proses adiabatik, artinya fluida diasumsikan mengalir dengan cepat sehingga tidak ada panas yang hilang.

Proses isenthalpic $h_{res} = h_{diperm}$

Contoh Uap :

$$X = \frac{h_{(reserv)} - h_{f(atm)}}{hfg(atm)}$$

Contoh :

T_{res} = 265°C

P_{atm} = 1 bar $\longrightarrow$ Ts = 100°C

$he_{(res)}$ = 1159 kJ/kg

$hf_{(atm)}$ = 419 kJ/kg

$hg_{(atm)}$ = 2676 kJ/kg

$$x = \frac{he(res) - hf(atm)}{hg(atm) - hf(atm)}$$

$$= \frac{1159 - 419}{2676 - 419} = 0.327$$

Bila fluida reservoir mengandung klorida dengan konsentrasi 1145 mg 1kg
Berapakah konsentrasinya dipermukaan ?

Chloride Balance :

$$[C1]_{100\ ^{o}C} = \frac{[C1]_{265}}{(1-x)}$$

$$= \frac{1145}{(1-0.327)}$$

= 1707 mg/kg

#Multiple Flash Steam Separation

Dari Tabel Uap :
11 bor ⟶ hf = 781 kj/kg
hg = 2781 kj/kg
6 bor ⟶ hf = 670 kj/kg
hg = 2757 kj/kg
1 bor ⟶ hf = 417 kj/kg
hg = 2675 kj/kg

Hitung Fraksi Uap & Konsentrasi Chloride :

$$\text{STEP 1 : } X_1 = \frac{1159-781}{2781-781} = 0.189$$

$$[C1] = \frac{1145}{1-0.198} = 1412$$

$$\text{STEP 2 : X2 } = \frac{781 - 670}{2757-670} = 0.053$$

$$[C1] = \frac{1412}{1-0.053} = 1491$$

$$\text{STEP 3 : } X_3 = \frac{670-417}{2676-419} = 0.111$$

$$[C1] = \frac{1491}{1-0.111} = 1678$$

- Entalphy Fluida Reservoir :

$$h_{res} = h_{f(perm)} + X\ h_{fg(perm)}$$

- Kosentrasi Clorida di Reservoir :

  $[C1]_{res} = (1\text{-}X)[C1]_{perm}$

- Bila sample diambil di weir Box :

  [C1] → ☐ → [C 1] Weir Box

5.5 SOAL LATIHAN

1. Pada sumur panasbumi NMS #1 setelah dilakukan pemboran dilakukan survey tekanan dan temperatur pada kondisi statik setelah pemanasan sumur. Dari hasil pengukuran tekanan dan temparatur diperoleh landaian tekanan dan temperatur seperti pada Tabel di bawah ini. Berdasarkan data tersebut, saudara diminta untuk:
   a. Menggambarkan kurva titik didih terhadap kedalaman (boiling point with depth curve).
   b. Tentukan selang kedalaman dimana terdapat fluida dua fasa.

Kedalaman (m)	Temperatur (^{o}C)	Tekanan (bar)	Temp. Didih (oC)
0		1	
100	58.4	1	
200	123.7	8	
300	200.0	17	
400	230.0	25	
500	250.0	33	
600	268.0	41	
700	282.0	50	
800	290.0	60	
900	284.0	65	
1000	285.0	75	
1100	283.0	80	
1200	290.0	90	
1300	285.0	100	
1400	282.0	105	
1500	283.0	115	
1600	283.0	120	
1700	283.0	130	
1800	295.0	140	
1860	308.0	143	

2. Lengkapi Tabel dibawah ini dengan menggunakan Tabel Uap (Steam Table). Lakukan interpolasi jika perlu.

Tekanan (bara)	Temp. (^oC)	Vol. Spesifik (m^3/kg)	Fraksi Uap	Enthalpy (kJ/kg)	Energi Dalam (kJ/kg)
0.7011	90	2.364	1	2660	2494
20				2799	
5		0.3565			
	188				2440
34			0.9		
	81.3		0.85		
3	200				
130				3335	
	250	1.601			
38.2			0.8		
	297		0.95		
2.3	300				
44	420				

3. Sumur TM-461 di lapangan panasbumi dominasi air dioperasikan pada tekanan kepala sumur 9 barg. Fluida dari sumur tersebut mempunyai enthalpy 1014.9 kJ/kg. Laju alir masa total fluida dari sumur tersebut 300 ton/jam
   (a) Hitung kwalitas uap (dryness) di kepala sumur
   (b) Hitung laju alir panas dari sumur tersebut (dalam MW_{th})
   (c) Hitung laju alir masa uap dan laju alir masa air

BAB VI

ESTIMASI SUMBERDAYA, CADANGAN DAN POTENSI LISTRIK PANASBUMI

Ada beberapa metode untuk memperkirakan besarnya sumberdaya (resources), cadangan (recoverable reserve) dan potensi listrik panasbumi. Metode yang paling umum digunakan adalah metode perbandingan dan metoda volumetrik.

6.1 METODE PERBANDINGAN

Metode ini digunakan apabila penyelidikan ilmu kebumian yang dilakukan baru sampai pada tahap penyelidikan penyebaran manifestasi permukaan dan pelamparan struktur geologinya secara global (permulaan eksplorasi). Pada tahap ini belum ada data yang dapat dipergunakan untuk memperkirakan besarnya sumber daya dengan menggunakan metode lain (secara matematis atau numerik). Oleh karena itu potensi energi sumber daya panas bumi diperkirakan berdasarkan potensi lapangan lain yang memiliki kemiripan kondisi geologi.

Prinsip dasar metode perbandingan adalah menyetarakan besar potensi energi suatu daerah panas bumi baru (belum diketahui potensinya) dengan lapangan lain yang telah diketahui potensinya dan memiliki kemiripan kondisi geologi. Dengan metoda perbandingan besarnya sumberdaya panasbumi di suatu daerah prospek panasbumi dapat diperkirakan dengan cara sebagai berikut:

$$H_{el} = A \times Q_{el} \qquad (6.1)$$

dimana :

H_{el} = Besarnya sumber daya (MW_e).

A = Luas daerah prospek panas bumi (km^2). Luas prospek pada tahapan ini dapat diperkirakan dari penyebaran manifestasi permukaan dan pelamparan struktur geologinya secara global.

Q_{el} = Daya listrik yang dapat dibangkitkan persatuan luas (MW_e/km^2)

6.2 METODE VOLUMETRIK

Metoda yang umum digunakan untuk perhitungan sumberdaya panasbumi (resources), banyaknya energi panas bumi yang dapat dimanfaatkan pada kenyataannya (cadangan) dan besarnya energi listrik yang dapat dihasilkannya (potensi listrik tenaga panas bumi) telah diuraikan oleh O'Sullivan (1986). Perhitungan dilakukan berdasarkan kandungan energi panas didalam batuan dan didalam fluida (uap dan air) sebagai berikut:

(6.1)

Data yang diperlukan untuk perhitungan adalah:

- Data luas daerah
- Ketebalan
- Temperatur reservoir
- Porositas saturasi air dan uap
- Densitas batuan
- Daya hantar panas batuan
- Densitas uap dan air
- Energi dalam uap dan air

Panas yang tersimpan dalam batuan

Panas yang terkandung di dalam batuan yang mempunyai massa m, kapasitas panas c dan temperatur T, dapat ditentukan berdasarkan persamaan dasar berikut:

$$Q = m.c.T \qquad (6.2)$$

Jadi apabila V adalah volume reservoir (bulk volume), ϕ adalah porositas batuan dan ρ adalah densitasnya, maka massa batuan adalah:

$$m_r = V.(1-\phi).\rho_r \qquad (6.3)$$

Apabila A adalah luas reservoir dan h adalah ketebalannya maka persamaan di atas menjadi:

$$m_r = A.h.(1-\phi).\rho_r \qquad (6.4)$$

Apabila batuan mempunyai kapasitas panas c_r, maka dengan mensubstitusikan persamaan (6.4) ke persamaan (6.2) akan diperoleh persamaan yang menyatakan panas yang terkandung di dalam batuan (Q_r). Persamaan tersebut adalah:

$$Q_r = A.h.(1-\phi).\rho_r.c_r.T \qquad (6.5)$$

Panas yang tersimpan dalam fluida

Energi yang terkandung di dalam air dan uap yang masing-masing mempunyai massa m_L dan m_V, energi dalam u_L dan u_V, ditentukan berdasarkan persamaan dasar berikut:

$$Q_e = m_L u_L + m_V u_V \quad (6.6)$$

Apabila volume reservoir (bulk volume) adalah V, porositas batuan adalah ϕ, saturasi air dan saturasi uap masing-masing S_L dan S_v dan densitasnya adalah ρ_L dan ρ_V maka massa air dan massa uap yang mengisi pori-pori batuan dapat dinyatakan oleh persamaan berikut :

$$m_L = v.\phi.S_L.\rho_L \quad (6.7)$$

$$m_v = v.\phi.S_v.\rho_v \quad (6.8)$$

Apabila A adalah luas reservoir dan h adalah ketebalannya maka kedua persamaan di atas menjadi:

$$m_L = A.h.\phi.S_L.\rho_L \quad (6.9)$$

$$m_v = A.h.\phi.S_v.\rho_v \quad (6.10)$$

Apabila kedua persamaan tersebut disubstusikan ke persamaan (6.6) akan diperoleh persamaan yang menyatakan panas yang terkandung di dalam uap dan air (Q_e) sebagai berikut:

$$Q_e = A.h.\phi.S_L.\rho_L.u_L + A.h.\phi.S_v.\rho_v.u_v \quad (6.11)$$

Persamaan di atas dapat dituliskan kembali sebagai berikut:

$$Q_e = A.h.\phi.(S_L.\rho_L.u_L + S_v.\rho_v.u_v) \quad (6.12)$$

Dengan demikian kandungan energi panas di dalam reservoir (di dalam batuan dan fluida) adalah sebagai berikut:

$$H_e = A.h.[(1-\phi)\, \rho_r\, c_r\, T + \phi\, (S_L\, \rho_L\, u_L + S_v\, \rho_v\, u_v) \quad (6.13)$$

dimana:

H_e = Kandungan energi panas (kJ)
A = Luas daerah panas bumi (m^2)
H = Tebal reservoir (m)
T = Temperatur reservoir (^oC)

S_L = Saturasi air (fraksi)
S_V = Saturasi uap (fraksi)
U_L = Energi dalam air (kJ/kg)
U_v = Energi dalam uap (kJ/kg)
ϕ = Porositas batuan reservoir (fraksi)
c_r = Kapasitas panas batuan (kJ/kg°C)
ρ_r = Density batuan (kg/m^3)
ρ_L = Density air (kg/m^3)
ρ_V = Density uap (kg/m^3)

Prosedur Perhitungan

Besarnya energi panas yang dapat dimanfaatkan (cadangan) dan diubah menjadi energi listrik (potensi listrik), dapat dihitung dengan prosedur sebagai berikut:

1. Hitung kandungan energi pada keadaan awal (*initial*) atau besarnya sumberdaya panasbumi dengan persamaan sebagai berikut:

$$H_{ei} = A.h.[(1-\phi)\,\rho_r\,c_r\,T_i + \phi\,(S_L\,\rho_L\,u_L + S_v\,\rho_v\,u_v)_i] \tag{6.14}$$

2. Hitung kandungan energi pada keadaan akhir (*T final*):

$$H_{ef} = A.h.[(1-\phi)\,\rho_r\,c_r\,T_f + \phi\,(S_L\,\rho_L\,u_L + S_v\,\rho_v\,u_v)_f] \tag{6.15}$$

3. Hitung maksimum energi yang dapat dimanfaatkan:

$$H_{th} = H_{ei} - H_{ef} \tag{6.16}$$

4. Hitung energi panas bumi yang dapat dimanfaatkan pada kenyataannya (=besarnya cadangan bila dinyatakan dalam kJ):

$$H_{de} = R_f\,H_{th} \tag{6.17}$$

5. Hitung besarnya cadangan, yaitu energi panas yang dapat dimanfaatkan untuk kurun waktu t tahun (biasanya 25-30 tahun) dengan persamaan berikut:

$$H_{thermal} = \frac{H_{de}}{t \times 365 \times 24 \times 3600} \tag{6.18}$$

$H_{thermal}$ mempunyai satuan $MW_{thermal}$

6. Hitung besarnya potensi listrik, yaitu energi listrik yang dapat dibangkitkan untuk kurun waktu t tahun (MW_e) dengan cara sebagai berikut:

$$H_{el} = \frac{H_{de}\,\eta}{t x 365 x 24 x 3600} \tag{6.19}$$

atau:

$$H_{el} = \eta \times H_{thermal} \tag{6.20}$$

dimana:

T_i = Temperatur reservoir pada keadaan awal (^{0}C)

T_f = Temperatur reservoir pada keadaan akhir (energi panasbumi tidak ekonomis lagi untuk dimanfaatkan sebagai pembangkit listrik), ^{o}C

H_{ei} = Kandungan energi didalam batuan dan fluida pada keadaan awal, kJ

H_{ef} = Kandungan energi di dalam batuan dan fluida pada keadaan akhir, kJ

H_{th} = Maksimum energi panas bumi yang dapat dimanfaatkan, kJ

H_{de} = Energi panas bumi yang dapat dimanfaatkan pada kenyataannya, kJ

$H_{thermal}$ = Energi panas bumi yang dapat dimanfaatkan selama kurun waktu tertentu, Mw_e

H_{el} = Energi listrik yang dapat dibangkitkan selama kurun waktu tertentu, MW_e

R_f = Faktor perolehan, %

t = Lama waktu (umur) pembangkitan listrik (tahun)

η = Faktor konversi listrik

Asumsi-asumsi yang umum digunakan dalam perhitungan adalah :

1. Lama pembangkitan listrik 25-30 tahun.
2. Faktor perolehan 25%.
3. Temperatur akhir (abandon temperatur) = 180 ^{o}C.
4. Faktor konversi listrik 10 %.

Data yang diperlukan :

1. Luas daerah reservoir (m^2).
2. Ketebalan reservoir (m).
3. Temperatur reservoir pada keadaan awal (^{o}C).
4. Saturasi air dan saturasi uap pada keadaan awal (fraksi).
5. Porositas batuan (fraksi).
6. Densitas batuan (kg/m^3).
7. Kapasitas panas batuan (kJ/kg^{o}C).
8. Faktor perolehan (fraksi).
9. Lama waktu pembangkitan listrik (tahun).
10. Faktor konversi listrik (fraksi).

11. Temperatur pada keadaan akhir (^oC).
12. Saturasi air dan saturasi uap pada keadaan akhir (fraksi).

6.3 DATA

Kesulitan utama dalam menentukan besarnya sumberdaya (resources), cadangan dan potensi listrik panas bumi adalah “data” tidak seluruhnya ada. Ketersediaan data tergantung dari kegiatan/survei yang telah dilakukan di daerah tersebut. Dengan meningkatnya kegiatan eksplorasi dan eksploitasi maka data yang diperoleh semakin banyak dan semakin akurat sehingga hasil perhitungan mempunyai tingkat kepastian semakin tinggi.

Disamping data hasil survey, juga banyak parameter yang tidak diketahui dengan pasti sehingga biasanya diasumsikan. Ketidak pastian terutama pada saturasi air dan saturasi uap pada keadaan akhir (T_{final}).

6.3.1 Ketersediaan Data Pada Tahap Eksplorasi Awal

Pada tahap eksplorasi awal, survei biasanya dilakukan dengan menggunakan peralatan yang sederhana dan mudah dibawa, sehingga data yang diperoleh masih sangat terbatas. Oleh karenanya pada tahap ini besarnya sumberdaya sulit untuk diperkirakan. Karena data masih sangat terbatas maka besarnya potensi listrik belum dapat ditentukan dengan menggunakan metoda perhitungan seperti yang dijelaskan di atas. Para ahli umumnya berspekulasi mengenai hal tersebut, karenanya potensi listrik biasanya dikategorikan kedalam kelas spekulatif. Pertamina, misalnya, mengasumsikan bahwa potensi listrik di daerah prospek yang belum disurvei rinci adalah 12 MWe/km^2 (Pertamina, 1995) dan luas daerahnya adalah 20 km^2. Karena sifatnya masih spekulatif tentunya tingkat kepastiannya masih sangat rendah.

Kegunaan Data Manifestasi Permukaan Untuk Perkiraan Awal

Manifestasi panas bumi di permukaan sangat penting untuk mendapatkan perkiraan awal (pada tahap 1 dan 2) mengenai jenis sistim/reservoir panas bumi yang terdapat di bawah permukaan. Data hasil analisa air dari sampel yang diambil dari mata air panas, kolam air panas dan lain-lain, sangat berguna untuk memperkirakan asal sumber air, jenis reservoir dan temperatur di bawah permukaan, jenis fluida reservoir serta karakteristiknya. Dari hasil pengukuran temperatur tanah dapat diperkirakan besarnya aliran panas yang tejadi secara konduksi (Q_e), yaitu dengan menggunakan persamaan berikut:

$$Qe = - K (dT/dz) A \qquad (6.21)$$

dimana :

K	=	Konduktivitas panas batuan (W/m^{o}K)
A	=	Luas daerah (m^2)
(dT/dz)	=	Gradien temperatur (^{o}C/m)

Dari hasil pengukuran kecepatan alir air dapat ditentukan besarnya laju aliran massa. Dari harga laju aliran massa dan temperatur air dapat dihitung besarnya aliran panas ke permukaan yang terjadi secara konveksi, yaitu dengan menggunakan persamaan berikut:

$$Q_e = h_L . q_{mL} + h_v . q_{mv} \quad (6.22)$$

dimana :

Q_e = Laju alir panas total (dalam kJ/detik atau kW)

h_L = Enthalpy air (kJ/kg)

h_v = Enthalpy uap(kJ/kg)

q_{mL} = Laju alir massa air (kg/detik)

q_{mv} = Laju alir massa uap (kg/detik)

Laju aliran panas total ke permukaan atau biasa dinyatakan sebagai panas yang hilang ke permukaan (*heat losses to the surface*) merupakan jumlah dari aliran panas kepermukaan yang terjadi secara konduksi dan secara konveksi.

Tabel 6.1
Perkiraan Panas yang Hilang Melalui Manisfestasi Panasbumi Permukaan
Di Lapangan Kamojang

JENIS MANIFESTASI	PANAS (Mwe)
Semua fumarole	20.6
Kawah Pangasahan	4.2
Sumur nomor 3	8.2
Semua mata air panas/hangat	17.2
Mata air Cipangasahan	10.5
Mata air panas yang terletak 2.5 km di sebelah selatan Kawah Kamojang	0.2
Penguapan dari telaga dan kolam-kolam air panas/hangat	44.0
Telaga Kawah Manuk	22.1
Tanah Beruap	2.9
Lain-lain	25.2
TOTAL	**97.4**

Atas dasar prinsip kesetimbangan massa dan panas (*mass and heat balance*), diperkirakan panas yang hilang ke permukaan sebanding dengan panas yang masuk kedalam sistim (*heat influx*). Atas dasar pemikiran tersebut, besarnya panas yang hilang ke permukaan sering dipakai sebagai perkiraan awal dalam menentukan besarnya sumberdaya. Sebagai contoh pada Tabel 6.1 diperlihatkan hasil perhitungan panas yang hilang kepermukaan karena adanya manifestasi panas bumi di permukaan. Besarnya panas yang hilang ke permukaan sebesar 97.4 MW dapat diartikan sebagai besarnya minimum energi yang masuk kedalam reservoir secara terus menerus.

Perkiraan mengenai besarnya panas yang hilang ke permukaan tidak hanya berguna untuk membuat perkiraan awal mengenai besarnya sumberdaya, tetapi juga akan diperlukan untuk pemodelan (simulasi) reservoir, yaitu untuk memperkirakan kelakuan reservoir bila diproduksikan selama kurun waktu tertentu, biasanya 25-30 tahun. Untuk memperoleh model yang mencerminkan keadaan sebenarnya (representatif), adanya massa dan panas yang hilang ke permukaan, yang terjadi secara terus menerus, perlu diperhitungkan dalam model.

6.3.2 Ketersediaan Data Pada Tahap Eksplorasi Lanjut

Pada eksplorasi lanjut (tahap-2) disamping survei geologi dan geokimia secara rinci, juga dilakukan survei geofisika. Pada akhir survei eksplorasi rinci, data yang tersedia meliputi:

(i) Data geologi

Hasil survei geologi menghasilkan data berupa peta penyebaran batuan, karakteristik dan umur batuan, peta penyebaran batuan alterasi, data manifestasi panas, pola struktur geologi, tektonik dan sejarah geologi termasuk sejarah vulkanismenya.

Dari data-data ini akan didapat gambaran umum mengenai evolusi magmatik sampai terbentuk sistim panasbuminya, daerah prospek, batuan penyusun reservoir, perkiraan permeabilitas secara kualitatif, umur terbentuknya sistim panas bumi serta sumber panas.

(ii) Data geokimia

Survei geokimia akan menghasilkan data berupa kimia fluida dan gas dari manifestasi panas serta kandungan gas dan unsur-unsur lainnya yang terkandung didalam tanah (soil) dan aliran sungai di sekitar daerah prospek.

Dari data-data ini akan didapat gambaran mengenai daerah prospek, karakteristik fluida dalam reservoir, sistim fluida, hidrologi dan temperatur reservoir.

(iii) Data geofisika

Dari survei geofisika didapat data berupa peta tahanan jenis, profil struktur tahanan jenis, peta anomali gravitasi dan magnetik beserta profil tegaknya,

peta seismisitas berikut besaran dan profil tegaknya dan data streaming potential.

Dari data-data ini akan didapat gambaran penyebaran daerah prospek, kedalaman puncak reservoir, lapisan penudung, geometri reservoir, hidrologi bawah permukaan, struktur batuan dasar dan konfigurasi sumber panas.

Interpretasi dari data-data geologi, geokimia dan geofisika akan menghasilkan gambaran detail konfigurasi prospek panas bumi, berikut karakteristik hidrothermal serta model panasbuminya yang merupakan acuan dasar bagi letak dan target pemboran eksplorasi. Untuk perhitungan cadangan, ketebalan reservoir, luas prospek dan temperatur reservoir sudah dapat diperkirakan, sedangkan saturasi air dan uap belum dapat diperkirakan, sehingga biasanya diasumsikan.

6.3.3 Ketersediaan Data Setelah Dilakukan Pemboran Sumur

Setelah dilakukan pemboran sumur, data yang diperoleh semakin banyak dan semakin akurat sehingga hasil perhitungan mempunyai tingkat kepastian semakin tinggi. Pada tahap ini ketebalan dan temperatur reservoir dapat diperkirakan dengan lebih pasti dari data hasil pengukuran di sumur.

6.4 KLASIFIKASI CADANGAN

Berdasarkan pada tingkat ketidakpastiannya, yaitu ditinjau dari kualitas dan kuantitas data, sumberdaya, cadangan dan potensi listrik panas bumi seringkali diklasifikasikan menjadi tiga, yaitu:

1. Kelas terbukti (proven).
2. Kelas mungkin (probable).
3. Kelas terduga (possible).

Potensi terbukti mempunyai tingkat kepastian yang paling tinggi dan dihitung dengan memasukan data dari paling sedikit satu sumur eksplorasi (discovery well) dan dua sumur delineasi.

Potensi kelas mungkin mempunyai tingkat kepastian yang lebih rendah dari potensi terbukti dan dihitung dengan memasukan data satu sumur eksplorasi (discovery well).

Potensi terduga mempunyai tingkat kepastian yang lebih rendah lagi dan dihitung hanya berdasarkan data survei geologi, geokimia dan geofisika.

Potensi hipotetis: data dasar adalah hasil survei regional geologi, geokimia dan geofisika. Luas daerah prospek ditentukan berdasarkan hasil penyelidikan

geologi/geokimia/geofisika sedangkan temperatur diperkirakan berdasarkan data geotermometer (air, gas atau isotop).

Potensi spekulatif mempunyai tingkat kepastian yang paling rendah dan dihitung hanya berdasarkan keberadaan manifestasi panas permukaan dan tanda-tanda lainnya. Luas reservoar dihitung dari penyebaran manifestasi dan batasan geologi, sedangkan temperatur dihitung dengan geotermometer. Daya per satuan luas ditentukan dengan asumsi.

6.5 SOAL LATIHAN

1. Suatu reservoir di lapangan "Geotherm" berisi air panas pada kondisi saturasi (saturated liquid) terdapat pada kedalaman 400 m. Reservoir tersebut mempunyai temperatur 165^{o}C.
   (a) Berapakah besarnya tekanan reservoir ?
   (b) Hitung panas yang tersimpan didalam air apabila luas area panasbumi tersebut adalah 2 km^2, tebal reservoirnya 200 m, porositas batuan 10%.
   (c) Hitung panas yang tersimpan didalam batuan apabila densitas batuan 2700 kg/m3 dan panas spesifik batuan = 1000 J/kg ^{o}C

2. Lapangan panasbumi Kamojang merupakan reservoir dominasi uap. Pelamparan daerah panasbumi serta lokasi sumur diperlihatkan pada Gambar 2a. Dari data tekanan dan temperatur di sejumlah sumur, diperoleh profil tekanan dan temperatur seperti diperlihatkan pada Gambar 2b.

   Sifat petrofisik batuan adalah sebagai berikut:

   Porositas = 10%
   Densitas = 2700 kg/m^3
   Panas spesifik = 1000 J/kg^{0}C

   (a) Hitunglah potensi listrik dari lapangan tersebut. Sebutkan asumsi-asumsi yang digunakan
   (b) Pada saat ini kapasitas listrik terpasang di PLTP Kamojang adalah 140 MW$_e$. Kapasitas PLTP ini akan ditingkatkan. Menurut saudara, apakah mungkin untuk meningkatkan kapasitasnya menjadi 200 MW$_e$? Berikan alasan saudara ! Bila tidak mungkin, berapakah besar kapasitas PLTP maksimum menurut saudara. Berikan dasar pertimbangannya !
   (c) Apabila potensi sumur rata-rata di lapangan Kamojang 8 MW$_e$, berapa jumlah sumur produksi tambahan akan dibutuhkan untuk mensuplai uap ke turbin ?

3. Di lapangan panasbumi "Patra" terdapat mata air panas yang mengalir dengan laju alir masa sebesar 10 kg/detik. Tekanan udara luar (permukaan) rata-rata di

daerah tersebut adalah 1 bar dan temperaturnya 12^{o}C. Air yang keluar dari mata air panas tersebut nampak jernih dan bergolak (mendidih). Hitunglah panas yang hilang (mengalir) ke permukaan dibawa oleh air tersebut.

4. Beberapa sumur dangkal di lapangan panasbumi "Ganeca" menunjukkan bahwa pada kedalaman 300 m temperaturnya adalah 180^{o}C. Apabila konduktivitas panas batuan adalah 2 W/mK, Hitunglah laju aliran panas yang terjadi secara konduksi apabila temperatur udara dipermukaan adalah 20 ^{o}C.

5. Reservoir panasbumi di lapangan GEO diperkirakan luasnya 4 km^2 dan tebalnya 200 m. Temperatur reservoir pada keadaan awal adalah 260^{o}C dan tekanannya 5 bar diatas tekanan saturasi. Batuan reservoir mempunyai sifat sebagai berikut:
   - ❖ Porositas = 15%
   - ❖ Densitas = 2700 kg/m^3
   - ❖ Panas spesifik = 900 J/kg K
   - ❖ Permeabilitas = 10^{-14} m^2

   Hitunglah:
   (a) Panas yang terkandung dalam reservoir ?
   (b) Energi panas yang dapat dimanfaatkan ?
   (c) Energi listrik yang dapat dibangkitkannya apabila reservoir tersebut dimanfaatkan untuk pembangkit listrik selama 30 tahun dan saat itu reservoir sepenuhnya berisi air yang mempunyai temperatur 180^{o}C dan tekanan 10.5 bara). Anggap faktor perolehan = 20% dan faktor konversi listrik =0.1

6. Saudara diminta untuk mengkaji data dari daerah panasbumi "Ganesha" yang baru selesai di survei rinci, guna memberikan perkiraan mengenai:
   - ☛ Jenis Reservoir
   - ☛ Temperatur Reservoir
   - ☛ Besarnya sumber daya (resources)

   Dari hasil kajian tersebut juga ingin diketahui apakah energi panasbumi tersebut dapat dimanfaatkan untuk pembangkit listrik. (Berikan dasar-dasar pertimbangannya). Apabila mungkin, berapakah potensi listrik tenaga panasbumi dari daerah tersebut ? Apabila tidak mungkin berikan usulan pemanfaatannya !

   Data yang ada sangat terbatas, tetapi hasil survey menunjukkan bahwa di daerah ini terdapat sejumlah mata air panas, geyser dan hamparan silika sinter cukup luas. Pada Tabel dibawah ini diberikan data hasil analisa air dari sejumlah mata air panas di daerah tersebut. Gambar dibawah ini memperlihatkan perkiraan batas daerah panasbumi dari hasil survey resistivity.

DATA HASIL ANALISA KIMIA AIR

SPRING No.	970	661	95	95	98	120
Tanggal Pengukuran	24-6-1980	Thn 1960	24-6-1980	Thn 1960	24-6-1980	24-6-1980
T (°C)	52	50	95	99	83	98
Laju alir air (ltr/dtk)	15	5	variabel	0.5-1.0	7	3.2
PH (18°C)	7.4	7.2	8.6	8.7	7.4	8.8
Li^+	0.5	0.8	3.8	5.2	3.6	4
Na^+	113	155	334	390	300	324
K^+	3	6	43	43	44	49
Rb^+	0.02	-	0.45	-	0.45	0.48
Cs^+	< 0.01	-	0.56	-	0.55	0.58
Mg^{2+}	0.47	1.1	< 0.02	1.1	0.13	< 0.02
Ca^{2+}	3.4	5.7	1.8	1.1	2.0	1.6
SiO_2	112	110	354	210	333	392
B	< 2	0.6	2	3.4	< 2	3
NH_3	0.11	0.1	0.1	0.15	0.10	< 0.1
F^-	2.2	1.2	10.1	8	9.8	10.1
Cl^-	41	50	314	312	304	322
SO_4^{2-}	20	9	79	132	111	100
HCO_3^-	189	378	253	336	188	224

DATA HASIL ANALISA KIMIA AIR (lanjutan)

SPRING No.	203	210	227	368	421	434	437
Tanggal Pengukuran	20-6-1980	20-6-1980	Thn. 1960	21-6-1980	25-6-1980	21-6-1980	Th. 1960
T (°C)	97	81	80	96	100	97	100
Laju alir air (ltr/dtk)	0.02	0.2	0.75-1	< 0.1	0.1	0.2	2
PH (18°C)	9.6	9.9	8.6	7.2	8.8	7.6	8.5
Li^+	2.7	2.3	2.4	2.4	2.8	2.3	3.1
Na^+	265	302	255	289	264	261	350
K^+	32	31	36	28	29	38	40
Rb^+	0.35	0.35	-	0.31	0.32	0.21	-
Cs^+	0.51	0.56	-	0.50	0.55	0.31	-
Mg^{2+}	0.02	< 0.02	0.5	0.10	0.55	0.30	1.2
Ca^{2+}	1.6	1.2	1.0	1.3	2.4	5.0	0.8
SiO_2	232	253	220	223	246	237	340
B	5	7	3.4	9	4	7	3.1
NH_3	0.15	0.14	0.3	0.49	0.15	0.33	0.3
F^-	8.7	11	6.5	11.0	9.4	9	10.9
Cl^-	265	314	298	310	275	296	347
SO_4^{2-}	102	99	130	86	57	77	93
HCO_3^-	138	85	143	133	167	115	208

BAB VII

PENGUJIAN SUMUR PANAS BUMI

Pengukuran dan pengujian sumur dapat dilakukan baik pada waktu pemboran maupun setelah pemboran selesai, yaitu setelah pemboran mencapai kedalaman yang diinginkan atau setelah sumur diproduksikan. Teknik pemboran sumur, baik sumur panas bumi maupun sumur minyak pada prinsipnya sama, namun ada beberapa perbedaan. Salah satu perbedaannya adalah pada pemboran sumur panas bumi digunakan cooling tower untuk mendinginkan fluida pemboran sebelum disirkulasi kembali (Gambar 7.1).

Pada waktu pemboran sumur panas bumi ditembusnya zona bertemperatur tinggi yang disertai atau diikuti dengan terjadinya loss of circulation sangat diharapkan, karena merupakan suatu indikasi telah ditembusnya rekahan-rekahan yang diharapkan merupakan zona produksi. Apabila terjadi loss of circulation biasanya lumpur pemboran langsung diganti dengan air.

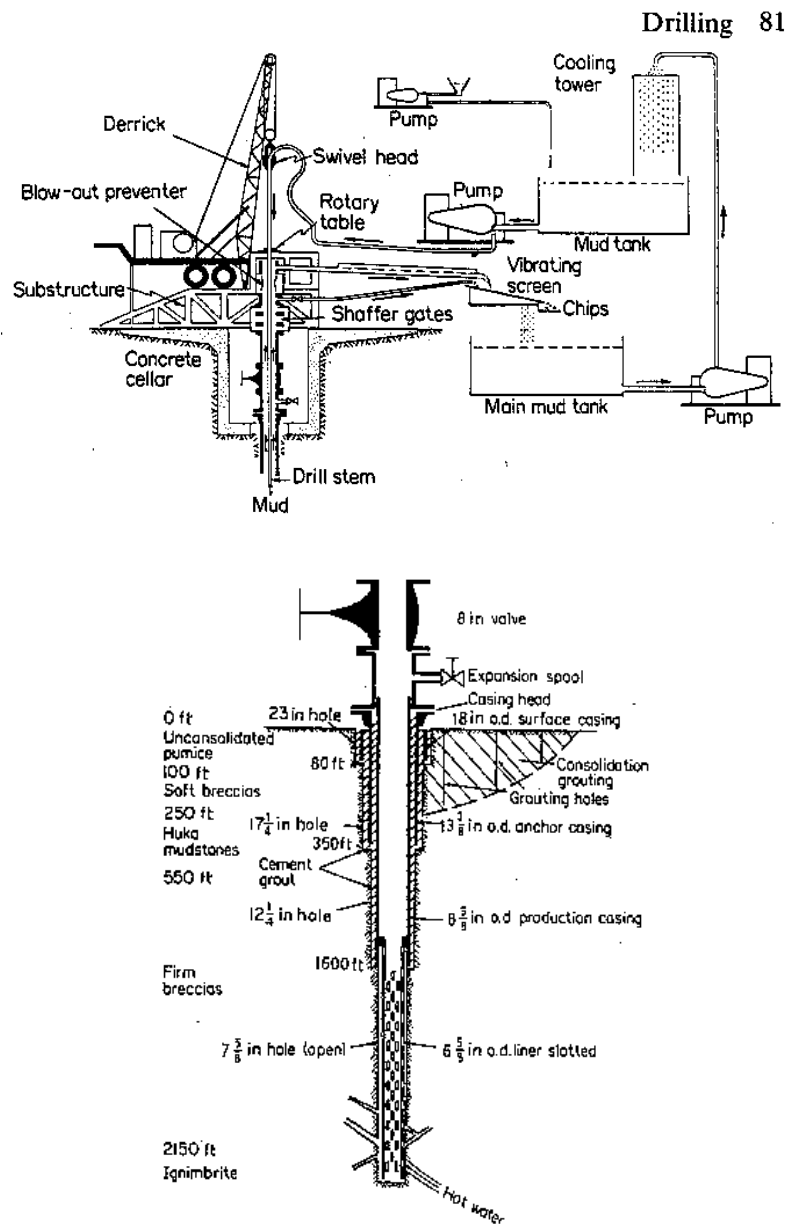
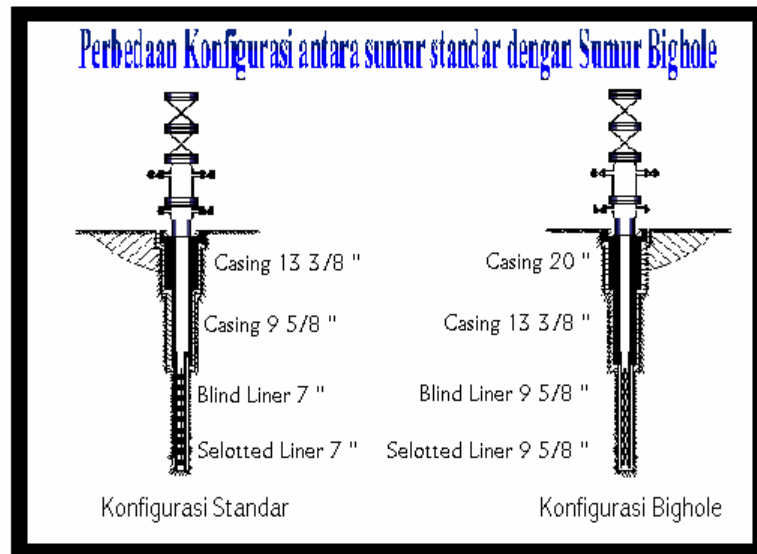
Sumur panasbumi umumnya menggunakan serangkaian casing berukuran casing 20", 13 3/8", 9 5/8" dan liner 7" (Gambar 7.2). Namun beberapa tahun terakhir ini banyak sumur yang dibor dengan diameter lebih besar besar (big hole), dimana casing yang digunakan berukuran adalah 30", 20", 13 3/8" dan 9 5/8". Pengalaman di beberapa lapangan menunjukkan bahwa biaya pemboran sumur berdiameter besar kira-kira 25% lebih mahal dari sumur standard, tetapi produksinya bisa 50% lebih besar. Hal tersebut tentunya tergantung dari besarnya permeabilitas batuan.

Perbedaan lainnya adalah sumur panas bumi tidak menggunakan tubing. Bagian sumur di muka zona produksi bisa dibiarkan terbuka (open hole) bila formasinya tidak mudah runtuh, tetapi umumnya diselesaikan dengan memasang liner.

Pipa selubung (casing) sumur panas bumi umumnya disemen hingga ke permukaan, karena adanya rongga-rongga dapat menyebabkan kerusakan casing pada waktu terjadi pemuaian selubung yang diakibatkan karena tingginya temperatur. Liner biasanya tidak disemen, hanya digantung.

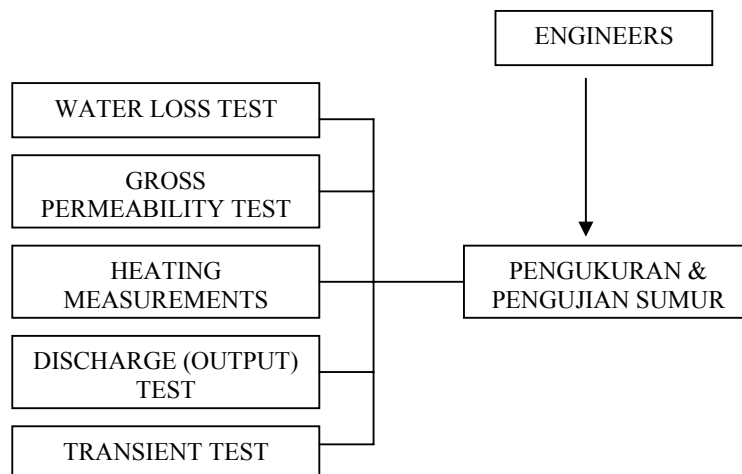
Pengukuran dan pengujian sumur merupakan kegiatan yang sangat penting dilakukan untuk mendapatkan data atau informasi mengenai :

1. Kedalaman zona bertemperatur tinggi, zona produksi dan pusat-pusat rekahan (feed points).
2. Jenis fluida produksi.
3. Jenis reservoir.
4. Tekanan dan temperatur di dalam sumur dan di reservoir.

5. Kemampuan produksi sumur, yaitu besarnya laju produksi dan enthalpy fluida pada berbagai tekanan kepala sumur.
6. Karakteristik fluida dan kandungan gas.
7. Karakteristik reservoir di sekitar sumur.
8. Kondisi lubang sumur, casing liner.

Gambar 7.1
Skema Peralatan Pemboran Sumur Panasbumi

Gambar 7.2
Komplesi Sumur Panasbumi

Pengukuran dan pengujian sumur dapat dilakukan baik pada waktu pemboran maupun setelah pemboran selesai, yaitu setelah pemboran mancapai kedalaman yang diinginkan atau setelah sumur diproduksikan.

Pengukuran yang dilakukan pada waktu pemboran pada umumnya pengukuran tekanan dan temperatur. Selain itu juga biasanya temperatur lumpur yang masuk dan keluar selalu diukur. Demikian pula komposisinya. Peningkatan temperatur lumpur merupakan suatu indikasi bahwa lumpur kontak dengan zona bertemperatur lebih tinggi. Peningkatan kandungan Chlorida merupakan suatu indikasi adanya rekahan.

Setelah pemboran selesai pengujian sumur yang umum dilakukan adalah sebagai berikut :

7.1 UJI KOMPLESI

Uji komplesi atau completion test adalah pengujian sumur yang dilakukan untuk mengetahui kedalaman zona produksi dan kedalaman pusat-pusat rekahan (feed zone) serta produktivitasnya.

Uji komplesi dilakukan setelah pemboran mencapai target (sesuai dengan kedalaman yang diinginkan) dan liner dipasang didalam sumur, namun test ini juga dapat dilakukan sebelum liner diturunkan atau pada saat pemboran dihentikan untuk sementara waktu. Cara yang disebutkan terakhir ini akan memperlambat kegiatan pemboran tetapi cara tersebut merupakan cara yang tepat dan termudah untuk mendapatkan gambaran mengenai keadaan reservoir.

Uji komplesi dilakukan dengan menginjeksi air dingin dengan laju tetap dan mengukur besarnya tekanan dan temperatur didalam sumur guna mengetahui profil (landaian) tekanan dan temperatur pada waktu dilakukan injeksi. Uji komplesi umumnya dilakukan beberapa kali dengan laju pemompaan yang berbeda-beda. Dengan menganalisa landaian tekanan dan temperatur, lokasi dari zona produksi, pusat-pusat rekahan dan produktivitasnya dapat ditentukan.

Ada dua jenis pengujian yang dilakukan pada waktu uji komplesi, yaitu :

1. Uji hilang air atau *water loss test*.

   Uji hilang air dilakukan untuk mengetahui tempat-tempat dimana terjadi hilang air atau tempat-tempat dimana fluida formasi masuk kedalam sumur, karena hal tersebut merupakan indikasi adanya pusat-pusat rekahan. Hal ini dapat ditentukan dari landaian tekanan, temperatur dan aliran pada waktu air dipompakan dengan laju konstant.

2. Uji permeabilitas total atau *gross permeability test*.

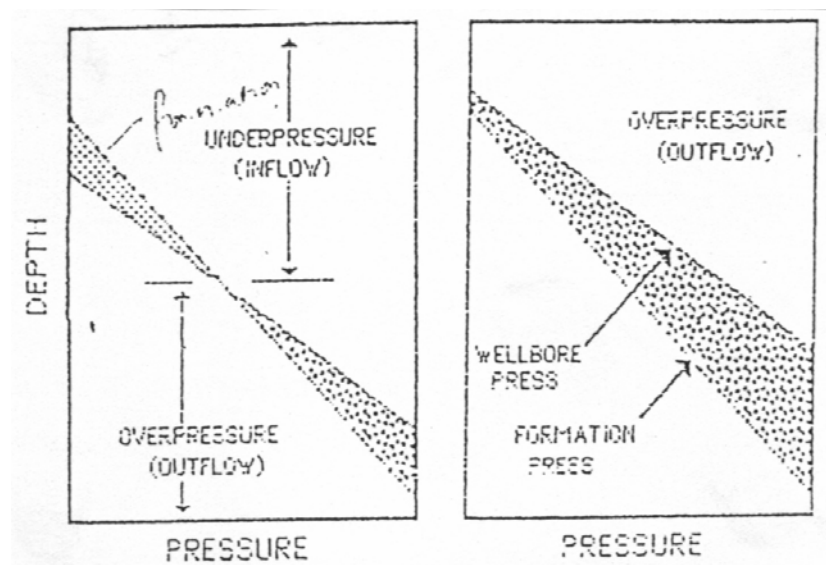
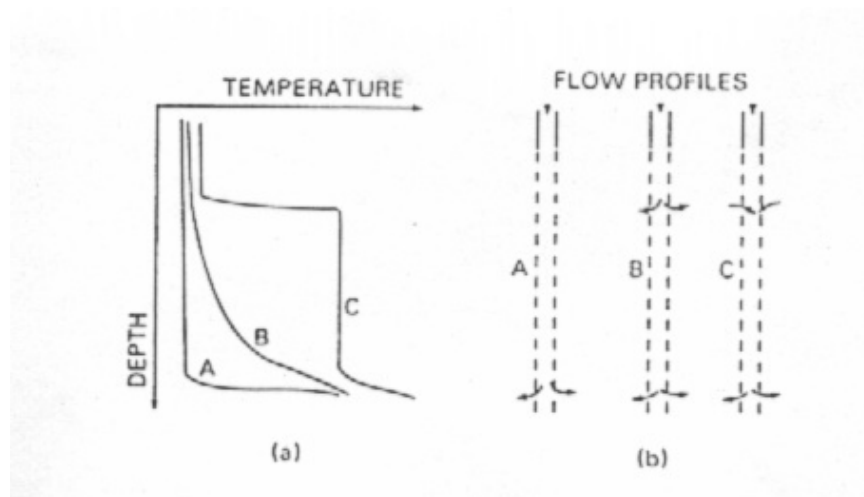
   Uji permeabilitas total dilakukan untuk mengetahui transien tekanan setelah laju aliran diubah-ubah. Dengan menganalisa data tersebut besarnya permeabilitas total dapat ditentukan.

Untuk mendapatkan gambaran, dibawah ini diberikan prosedure uji komplesi yang umum dilakukan pada waktu menguji sumur-sumur panas bumi di New Zealand :

1) Turunkan slotted liner.
2) Bersihkan sumur dengan memompakan air dengan laju injeksi sekitar 20 liter/detik.
3) Lakukan uji hilang air yang pertama dengan memompakan air dengan rate 10 liter/detik.
4) Lakukan uji permeabilitas dengan memompakan air dengan rate 10,20 liter/detik.
5) Lakukan uji hilang air yang kedua dengan memompakan air dengan rate 20 liter/detik.

6) Bila dianggap perlu lakukan kembali uji hilang air untuk mengetahui dengan lebih pasti likasi zona produksi dan kedalaman pusat-pusat rekahan.
7) Matikan pompa (warm-up).

Analisa data dari hasil uji hilang air dan uji permeabilitas dibahas dibawah ini.

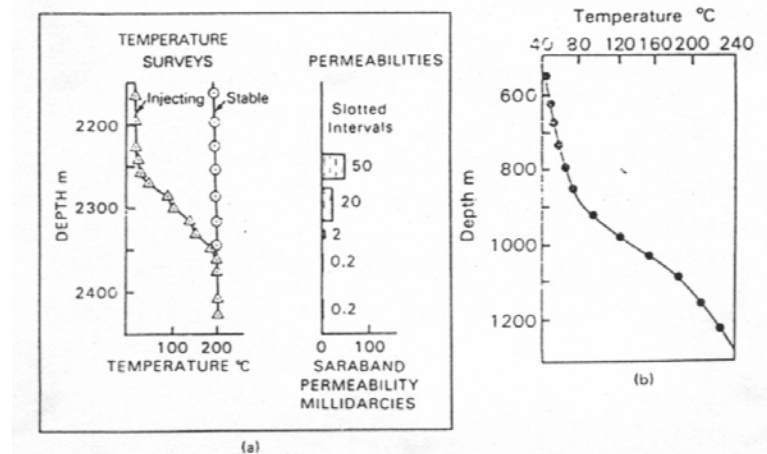
Lokasi dari pusat rekahan (feed point) ditentukan dengan menganalisa data tekanan dan temperatur di dalam sumur, yaitu dengan membandingkannya dengan besarnya tekanan formasi, serta melihat perubahan temperatur yang terjadi didalam sumur. Untuk memahami hal tersebut lihat landaian tekanan didalam sumur dan landaian tekanan formasi pada Gambar 7.3. Pada Gambar 7.3a dapat dilihat bahwa hingga kedalaman D, besarnya tekanan formasi adalah lebih besar dari tekanan didalam sumur. Ini berarti diatas kedalaman tersebut terjadi *inflow*, yaitu fluida formasi masuk kedalam sumur. Dibawah kedalaman D, besarnya tekanan lebih kecil dari tekanan di dalam sumur. Ini berarti dibawah kedalaman D terjadi *outflow*, yaitu fluida dari sumur keluar dan masuk kedalam formasi. Contoh lainnya adalah pada Gambar 7.3b. Seperti dapat dilihat pada gambar tersebut, besarnya tekanan di dalam sumur lebih besar dari tekanan formasi. Ini berarti terjadi outflow, yaitu fluida dari sumur keluar dan masuk kedalam formasi.

Gambar 7.3
Perbandingan landaian tekanan didalam sumur dan di formasi

Gambar 7.4
(a) Landaian temperatur didalam sumur
(b) Profil aliran pada waktu injeksi air dingin

Untuk mengetahui kedalaman pusat-pusat rekahan kita perlu menganalisa tidak hanya landaian tekanan tetapi juga landaian temperatur. Landaian temperatur hasil dari suatu pengujian mungkin seperti salah satu landaian temperatur yang diperlihatkan pada Gambar 7.4.

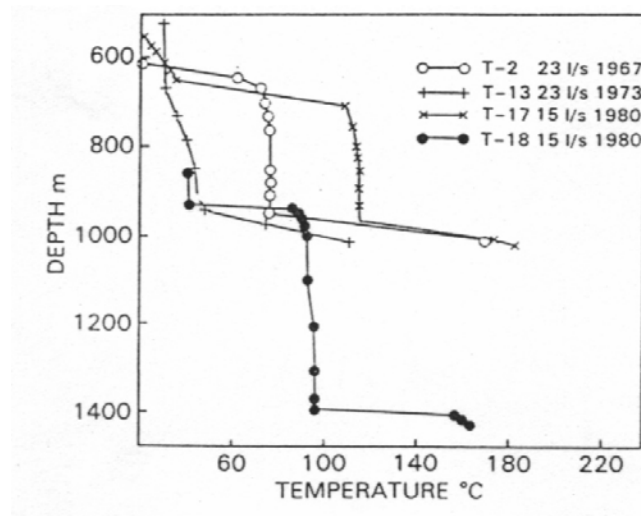
Landaian temperatur yang paling sederhana adalah landaian A, dimana temperatur naik secara perlahan-lahan dengan mengalirnya air ke dasar sumur. Pada gambar dapat dilihat bahwa kenaikan temperatur sangat kecil sekali hingga sampai suatu kedalaman tiba-tiba terjadi kenaikan temperatur yang sangat besar. Di daerah dimana kenaikan temperatur relative kecil, perubahan temperatur disebabkan karena perpindahan panas secara konduksi (melalui batuan) dari formasi disekitarnya. Dibawah daerah tersebut temperatur naik secara tiba-tiba. Ini menunjukkan bahwa air tidak turun kebawah menuju dasar sumur, tetapi masuk kedalam formasi pada kedalaman tersebut.

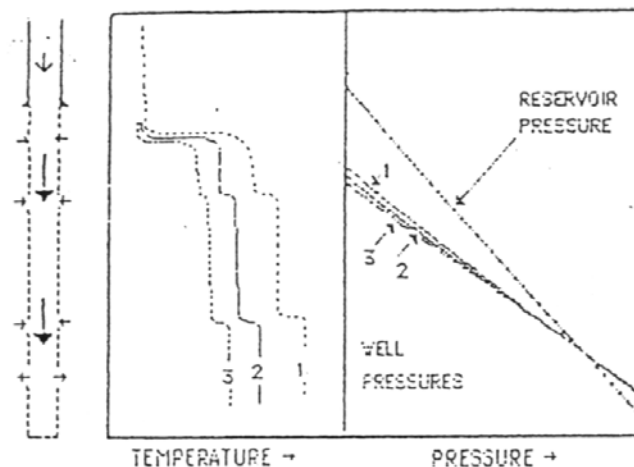
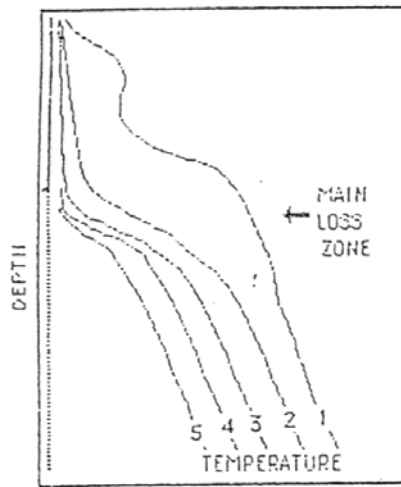
Landaian temperatur B merupakan landaian yang terjadi bila sebagian dari air yang diinjeksikan hilang di zone bagian atas (terjadi outflow). Ini menyebabkan laju aliran air yang turun ke bawah berkurang dengan kedalaman, mengakibatkan temperatur naik lebih cepat. Perubahan temperatur gradien secara tiba-tiba disebabkan karena penurunan laju aliran air yang turun ke dasar sumur.

Sedang landaian temperatur C merupakan landaian temperatur bila terjadi inflow pada bagian atas dan outflow pada bagian yang lebih dalam. Perubahan temperatur secara bertingkat menunjukkan adanya inflow, yaitu fluida formasi masuk kedalam sumur, di zone atas.

Sebagai contoh pada Gambar 7.5a diperlihatkan landaian temperatur di sebuah sumur di East Mesa pada waktu injeksi air dilakukan, dimana landaian temperaturnya serupa dengan landaian temperatur B pada Gambar 7.4. Gambar 7.5b memperlihatkan landaian di sumur BRI14, Broadlands (New Zealand). Perubahan gradien temperatur secara tiba-tiba pada kedalaman 900 m merupakan indikasi terjadinya hilang air pada kedalaman tersebut.

Gambar 7.5
Landaian temperatur di sumur East Mesa
Landaian temperatur di sumur BRI14, Broadlands

Sebuah contoh lain diberikan pada Gambar 7.6, memperlihatkan landaian temperatur dari empat pengujian yang dilakukan di sumur KA-17, Kawerau. Landaian temperatur T-2, T-13 dan T-17 merupakan hasil pengukuran saat kedalaman sumur adalah 1000 meter. Landaian temperatur T-1 dan T-17 memberikan indikasi adanya pusat-pusat rekahan pada kedalaman 650 dan 950 meter. Sedangkan landaian temperatur hasil pengujian yang keempat (T-18), yang dilakukan setelah sumur diperdalam hingga memberikan indikasi adanya pusat-pusat rekahan pada kedalaman 950 meter dan 1390 meter. Semua landaian temperatur menunjukkan bahwa di bagian bawah ada aliran fluida keluar dari sumur (out flow).

Menarik untuk diperhatikan pengaruh dari perubahan laju injeksi terhadap landaian temperatur. Pada pengujian T-13, laju injeksi air lebih besar. Laju injeksi yang lebih besar ternyata menyebabkan hilangnya 'temperatur step', yaitu kurva dimana terjadi perubahan temperatur secara tiba-tiba, di zona permeabel bagian atas (650 m). Ini menunjukkan bahwa pada laju injeksi yang lebih besar, tekanan pada kedalaman 650 m cukup tinggi sehingga menghentikan aliran masuk fluida kedalam sumur. Dari kenaikan gradien temperatur diperkirakan bahwa aliran fluida keluar pada kedalaman 650 meter.

Gambar 7.6
Contoh landaian temperatur di sumur KA-17, Kawerau (New Zealand)

Landaian temperatur didalam sumur sangat dipengaruhi banyak faktor, antara lainnya adalah sangat dipengaruhi oleh besarnya permeabilitas batuan. Landaian temperatur didalam sumur yang menembus batuan dengan permeabilitas tinggi berbeda dengan yang menembus batuan dengan permeabilitas rendah. Gambar 7.7 merupakan salah satu contoh landaian temperatur didalam sumur yang menembus formasi dengan permeabilitas tinggi. Gambar 7.8 merupakan salah satu contoh landaian temperatur didalam sumur yang menembus formasi dengan permeabilitas rendah. Pada gambar 7.7 dapat dilihat bahwa pada kedalaman dimana terjadi perubahan temperatur secara tiba-tiba merupakan lokasi dari pusat-pusat rekahan (feed pionts).

Gambar 7.7
Contoh landaian temperatur didalam sumur yang menembus formasi dengan permeabilitas tinggi

Gambar 7.8
Contoh landaian temperatur didalam sumur yang menembus formasi dengan permeabilitas rendah

Penentuan Produktivitas Pusat-Pusat Rekahan

Produktivitas pusat-pusat rekahan dapat ditentukan dengan menggunakan prinsip kesetimbangan panas (heat balance) dan konsep Productivity Index. Dengan menggunakan prinsip tersebut, besarnya inflow rate dapat dihitung bila inflow temperatur, rate injeksi, temperatur injeksi dan temperatur diatas dan dibawah kedalaman dimana terjadi inflow dapat diketahui.

Perhatikan Gambar 7.9. suatu uji komplesi dilakukan dengan laju injeksi Wi dan temperatur Ti. Hasil analisa landaian tekanan dan temperatur menunjukkan bahwa terjadi inflow pada bagian atas (upper zone), dengan laju alir Wfu dan temperatur Tfu, dan outflow pada bagian bawah (lower zone), dengan laju alir Wfl.

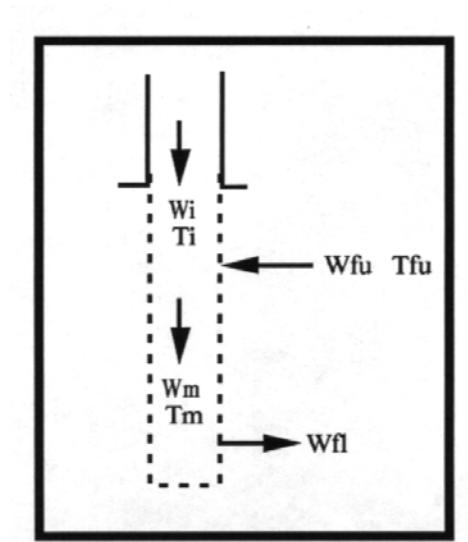
Pada zona bagian atas dimana terjadi inflow, kesetimbangan panas dengan asumsi capasitas fluida tetap, adalah :

$$Wi\ Ti + Wfu\ Tfu = Wm\ Tm \qquad (7.1)$$

Kesetimbangan masa :

$$Wm = Wi + Wfu \qquad (7.2)$$

substitusi persamaan (7.2) ke (7.1) memberikan :

$$Wfu = Wi \frac{Tm - Ti}{Tfu - Tm} \tag{7.3}$$

Gambar 7.9
Aliran fluida di dalam sumur

Setelah laju aliran masa dari formasi diketahui maka besarnya tekanan formasi atau besarnya Prosuctivity Index dari masing-masing feed points dapat diketahui dengan dara sebagai berikut :

- Produktivitas upper zone

$$PIu = \frac{Wfu}{Pfu - Pwu} \tag{7.4}$$

- Produktivitas lower zone

$$PI1 = \frac{Wm}{Pfl - Pwl} \tag{7.5}$$

Contoh :

Sumur NG4 pada waktu ditutup memperlihatkan adanya aliran fluida kearah dasar sumur (downflow) dari upper feed zone yang terdapat pada kedalaman 750 meter dengan temperatur 226oC. Kedalaman sumur adalah 1200 meter. Dari empat kali pengujian, yaitu dengan menginjeksikan air kedalam sumur dengan rate yang berbeda-beda, diperoleh data seperti diperlihatkan pada Tabel 7.1. Dari hasil pengukuran lainnya diketahui bahwa tekanan formasi di upper zone (Pfu) adalah 74

barg dan di lower zone adalah 108,3 barg. Hitung produktivitas dan injektivitas pada kedua zone tersebut!

Tabel 7.1
Data Hasil Uji Komplesi

	Test 1	Test 2	Test 3	Test 4
Laju injeksi (kg/s), Wi	14	28	42	56
Temp. injeksi (^oC), Ti	82	87	91	95
Temp. setelah terjadi pencampuran (^oC), Tm	164	135	121	108
Tekanan sumur di upper zone (barg), Pwu	705	71.1	72	72.6
Tekanan sumur di lower zone (barg), Pwu	109.7	109.9	110.3	110.6

Perhitungan:

1. Laju aliran fluida dari upper zone kedalam sumur (inflow rate dari upper zone) :

$$Wfu = Wi\frac{Tm - Ti}{Tfu - Tm}$$

$$Wfu = 14\frac{164 - 82}{226 - 164}$$

Wfu = 18,5 kg/detik

2. Produktivitas upper zone :

$$PIu = \frac{Wfu}{Pfu - Pwu}$$

$$PIu = \frac{18.5}{74 - 7.5}$$

PIu = 3,5 kg/detik.bar

3. Injektivitas lower zone :

$$PI1 = \frac{Wm}{Pf1 - Pwl}$$

$$PI1 = \frac{32.5}{108.3 - 109.7}$$

PI1 = 23 kg/detik.bar

4. Hasil perhitungan untuk laju injeksi lainnya, distabilkan dengan hasil perhitungan diatas, adalah sebagai berikut :

	Test 1	Test 2	Test 3	Test 4
Laju injeksi (kg/s), Wi	14	28	42	56
Inflow rate (kg/detik)	18.5	14.8	12	5.1
PI upper (kg/det.bar)	3.5	5.1	6	4.1
PI lower (kg/det.bar)	23	27	27	25

Bila laju injeksi berubah dari 14 sampai 82 kg/detik, laju aliran total didalam sumur akan berubah dari 32 hingga 87 kg/detik. Bila injektivitasnya dihitung, maka overall well injectivity pada kedalaman 750 meter adalah = (82-14)/(72,8-70,5) = 30 kg/detik.bar dan pada kedalaman 1200 meter besarnya adalah = (82-14)/(110,8-109,7) = 62 kg/detik.bar.

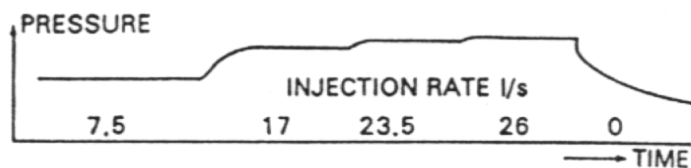
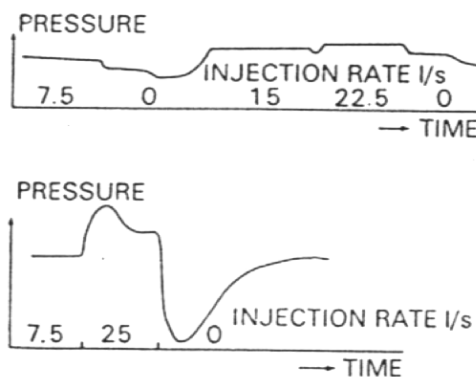
Hasil analisa tersebut diatas menunjukkan bahwa pusat-pusat rekahan (feed zone) utama ada pada kedalaman 1200 meter.

7.2 UJI PERMEABILITAS TOTAL

Efek dari perubahan rate injeksi dapat dimonitor dengan dua cara. cAra pertama adalah dengan mencari hubungan tekanan-aliran yang stabil sehingga dapat diperoleh besarnya injectivity atau dengan memonitor transien tekanan dengan cara seperti yang digunakan di perminyakan, sehingga dapat diperoleh besarnya transitivitas atau permeability thickness (hasil kali permeabilitas dengan ketebalan).

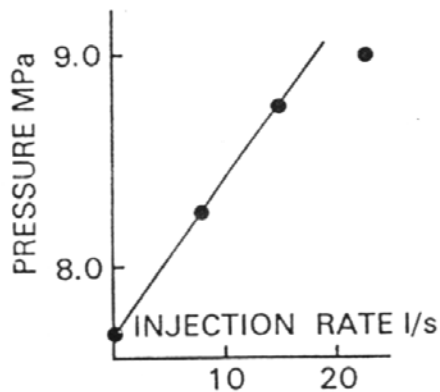
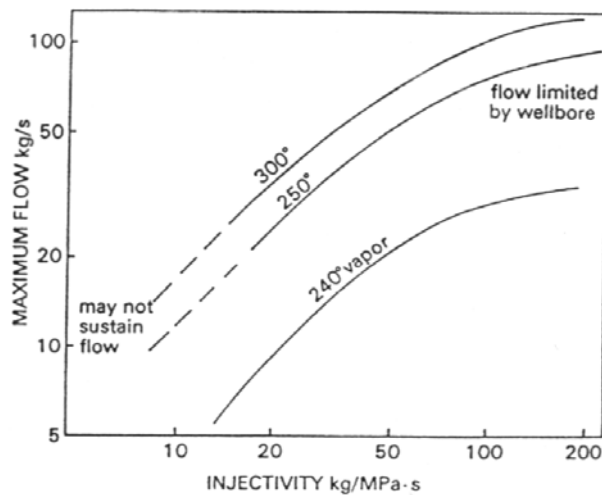
Kedalaman tempat pengukuran tekanan harus ditentukan dengan tepat, sebaiknya adalah di lokasi pusat rekahan (feed zone) yang diidentifikasikan pada waktu pemboran dengan terjadinya hilang sirkulasi lumpur atau dari petrologi core atau serpih pemboran.

Apabila alat ukur (gauge) ditempatkan pada kedalaman yang salah, maka hasil pengukuran salah. Hal ini dapat terlihat dari ketidak teraturan pada chart (naik turun) yang disebabkan karena pergerakan fluida dengan densitas bervariasi, menyebabkan perbedaan tekanan antara dua kedalaman tersebut (tempat alat ditempatkan dan kedalaman feed point) berubah-ubah dari waktu ke waktu. Chart yang diperoleh tidak dapat dianalisa.

Pada Gambar 7.10 diperlihatkan perubahan tekanan pada waktu penginjeksian air dingin dengan rate yang berbeda-beda, hasil pengujian yang dinilai berhasil. Sedangkan pada Gambar 7.11 diperlihatkan dua buah chart hasil pengujian yang dinilai tidak berhasil baik.

Gambar 7.10
Contoh hasil pengujian yang dapat dianalisa

Gambar 7.11
Contoh hasil pengujian yang tidak baik

Injektivitas adalah slope dari plot tekanan-aliran yang stabil. Sebagai contoh pada Gambar 7.12 diperlihatkan hubungan antara rate injeksi dengan tekanan di sumur KA23, Kawerau. Tekanan didalam sumur diukur di dekat pusat rekahan utama (major feed point). Besarnya injektivitas adalah 14 kg/Mpa.s. sumur ini, yang diperkirakan mempunyai temperatur reservoir 270^{o}C (tekanan saturasi 5,5 Mpa), diperkirakan akan mempunyai laju produksi bervariasi antara 10 dan 25 kg/detik. hubungan antara injektivitas dengan laju alir maksimum pada Gambar 7.13 tingkat ketidakpastiannya cukup besar, sekitar 50%, sehingga sebaiknya tidak digunakan untuk menentukan peralatan yang akan digunakan untuk uji produksi.

Permeability-thickness

Transmisivitas atau permeability thickness (kh) ditentukan dengan cara yang sama dengan yang digunakan di bidang perminyakan untuk menganalisa transien tekanan.

Gambar 7.12
Hubungan Antara Rate Injeksi Dengan Tekanan Di dalam Sumur Dekat Pusat Rekahan Utama

Gambar 7.13
Hubungan Antara Injektivitas Dengan Laju Alir Maksimum

7.3 UJI PANAS

Setelah uji komplesi selesai, penginjeksian air dihentikan dengan mematikan pompa. Sumur relative dingin setelah uji kmoplesi. Uji produksi tidak dilakukan pada sumur dingin, karena aliran fluida panas melalui casing yang dingin menyebabkan perubahan temperatur yang terlalu mendadak sehingga dapat merusak casing. Setelah uji komplesi biasanya sumur ditutup selama beberapa waktu agar menjadi panas sebelum sumur tersebut diuji kemampuan produksinya. Tekanan dan temperatur didalam sumur diukur pada interval-interval waktu tertentu. Pengukuran biasanya dilakukan pada hari ke 1, 2, 4, 7, 14, 28, dan 42 tetapi bila diperlukan landaian

temperatur yang lebih rinci maka uji panas dapat diteruskan. Lama waktu pemanasan bervariasi, mulai dari hanya beberapa jam hingga beberapa bulan. Untuk mendapatkan informasi yang baik, uji panas sebaiknya dilakukan paling sedikitnya satu bulan. Dengan ditutupnya sumur maka sumur menjadi panas dan temperatur meningkat sedangkan gradien tekanan didalam sumur berkurang.

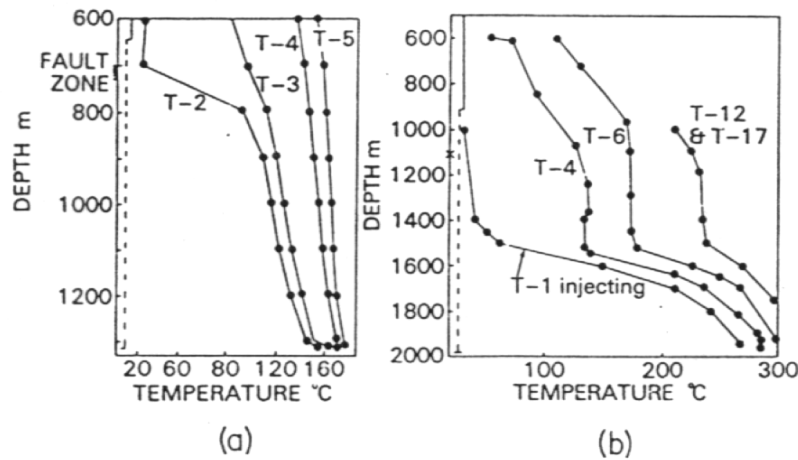
Ada beberapa cara bagaimana panas dapat mendapai sumur, antara lain adalah :

1. Panas merambat dengan cara konduksi melalui formasi sekitarnya
2. Fluida mengalir langsung kedalam sumur pada suatu kedalaman dan keluar pada kedalaman lain ("interzonal flow")
3. Panas merambat dengan cara konveksi didalam lubang sumur.

Perubahan temperatur didalam sumur relative lebih cepat apabila batuan disekitarnya mempunyai permeabilitas tinggi karena di batuan yang mempunyai permeabilitas tinggi perpindahan panas secara konveksi relative besar dibandingkan dengan yang terjadi dibatuan yang mempunyai permeabilitas kecil. Perubahan temperatur didalam sumur relative lambat apabila batuan disekitarnya permeabilitas kecil, sehingga kadang-kadang diperlukan waktu beberapa bulan untuk menjadi panas.

Gambar 7.14a memperlihatkan landaian temperatur di sumur NG17 (Ngawha-New Zealand), dimana perubahan temperatur relatif kecil. Ini merupakan indikasi pemanasan terutama terjadi secara konduksi dan ini dapat diartikan bahwa permeabilitas batuan kecil. Dugaan ini ditunjang oleh hasil uji komplesi yang menunjukkan bahwa didekat kedalaman 700 m permeabilitas batuan sangat kecil (injektivitas 2 kg/Mpa.s).

Interzonal flow, yaitu pergerakan air dari satu level ke level lain melalui lubang sumur dicirikan oleh pemanasan yang merata di dan lebih cepat di suatu bagian sumur dibandingkan dengan dibagian lain. Sebagai contohnya adalah hasi uji panas sumur OK5 (Okoy Field, di Phillipina) yang diperlihatkan pada Gambar 7.12b. Landaian temperatur memberikan indikasi adanya interzonal flow antara kedalaman 1100 m dan 1550 m. Ini berarti permeabilitas di kedua kedalaman tersebut cukup besar.

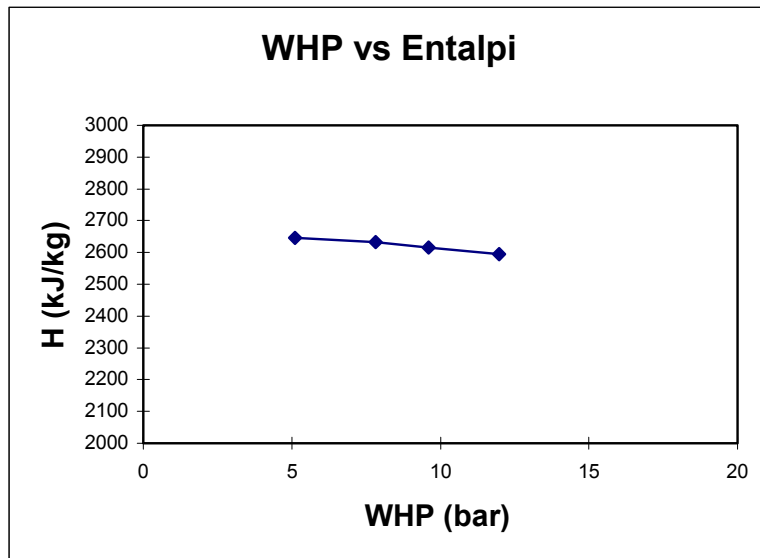
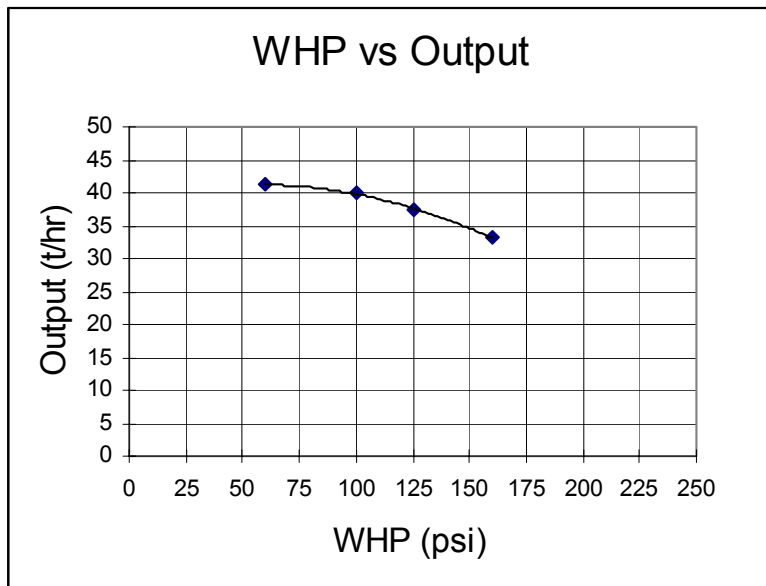
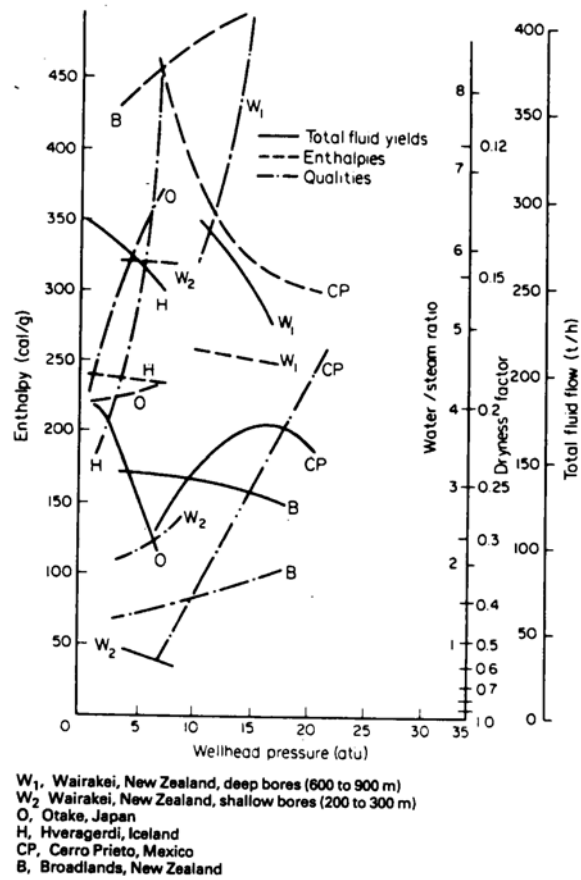
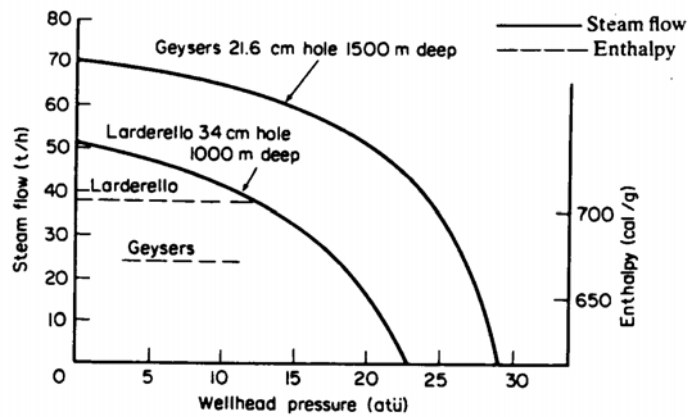
Setelah uji panas selesai, fluida sumur biasanya disemburkan ke permukaan ("bleeding") melalui pipa kecil dengan laju aliran sangat kecil, yaitu sekitar 1 kg/detik. Tujuannya adalah untuk memanasi casing sebelum dilakukan uji produksi.

Gambar 7.14
Landaian temperatur waktu uji panas di sumur NG7
Landaian temperatur waktu uji panas di sumur OK-5

7.4 UJI PRODUKSI

Uji produksi (biasa disebut discharge atau output test) dilakukan untuk mengetahui :

1. Jenis fluida reservoir dan fluida produksi.
2. Kemampuan produksi sumur, yaitu besarnya laju produksi dan enthalpy fluida pada berbagai tekanan kepala sumur.
3. Karakteristik fluida dan kandungan gas.

Data tersebut diatas sangat diperlukan untuk menentukan pada tekanan kepala sumur beberapa sumur sebaiknya dioperasikan. Data laju aliran masa enthalpy fluida akan sangat berguna untuk menghitung potensi sumur pada berbagai tekanan kepala sumur.

Salah satu hasil uji produksi adalah kurva produksi (output curve), yaitu kurva yang menggambarkan kemampuan produksi sumur dalam bentuk gambar, yaitu berupa hubungan antara laju alir masa total, laju alir masa uap, enthalpy dan fraksi uap atau dryness. Sebagai contoh pada Gambar 7.15 dan 7.16 diperlihatkan kurva produksi sumur dari berbagai lapangan panas bumi.

Gambar 7.15
Contoh Kurva Produksi (Output Curve)

Gambar 7.16a
Kurva uji produksi sumur dari berbagai lapangan panas bumi dominasi air (Armstead, 1983)

Gambar 7.16b
Kurva produksi sumur dari berbagai lapangan panas bumi dominasi uap (Armstead, 1983)

Ada beberapa metoda uji produksi yang umum dipakai, yaitu :

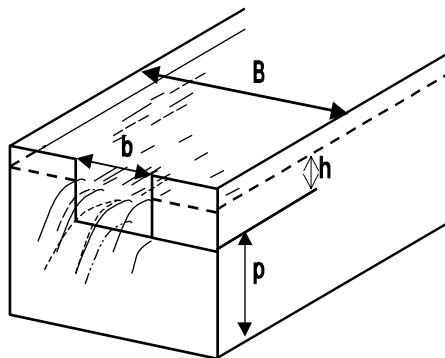
1. Metoda pengukuran satu fasa.
2. Metoda kalorimeter.
3. Metoda lip pressure.
4. Metoda separator.

7.4.1 Metoda Pengukuran Sumur Satu Fasa

7.4.1.1 Sumur-Sumur Enthalpy Rendah

Sumur-sumur yang berproduksi dari reservoir panas bumi bertemperatur rendah dan di kepala sumur mempunyai temperatur lebih rendah dari temperatur titik didih air hanya memproduksikan air saja. Dalam hal ini besarnya enthalpy ditentukan hanya dari tabel uap berdasarkan data temperatur dan tekanan kepala sumur.

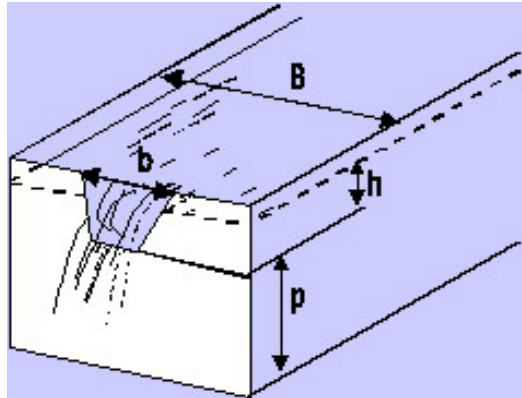
Bila pada tekanan atmosfir air tidak mendidih maka laju aliran masa (laju produksi) ditentukan dengan cara mengukur laju aliran yang melewati sharp-edged weir (ISO 143/I). Laju alir masa air yang diukur adalah yang keluar dari atmosferic separator (silencer). Ada tiga jenis weirbox yang sering dipakai yaitu rectangular, suppressed dan triangular. Rumus pendekatan yang bisa digunakan untuk menentukan besarnya laju alir masa air yang bersuhu 98^0C yang terukur oleh massing-masing tipe weirbox akan dijelaskan berikut ini:

Rectangular Weir

Gambar 7.17
Rectangular Weirbox

Laju alir masa air dihitung dengan menggunakan persamaan berikut:

$$Watm = 6000 \times b \times h^{1.5} \quad (7.6)$$

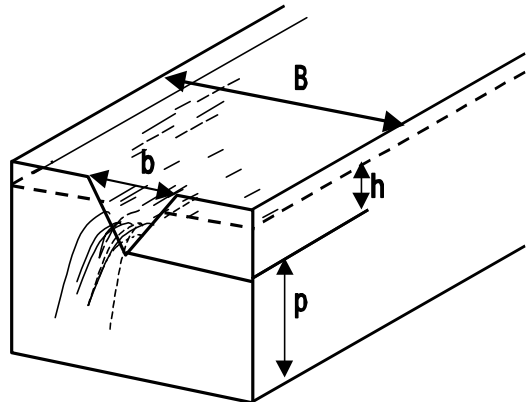
Dimana: h, p, b, B dalam meter dan M dalam t/h

Suppressed Weirs

Gambar 7.18
Suppressed Weirbox

Laju alir masa air dihitung dengan menggunakan persamaan berikut:

$$M = 6290 \times b \times h^{1.5} \qquad (7.7)$$

Dimana h, p, b, B dalam meter dan M dalam t/h

90^0 V Notches

Gambar 7-19
Triangular Weirbox

Laju alir masa air dihitung dengan menggunakan persamaan berikut:

$$M = 4720 \times h^{2.5} \qquad (7.8)$$

h, p, b, B dalam meter dan M dalam t/h

Apabila pada tekanan atmosfir mendidih maka laju aliran masa yang diperoleh dari pengukuran dengan sharp-edged weir (Watm) perlu dikoreksi dengan faktor koreksi, yang biasa disebut Flash Correction Factor (FCF) yang ditentukan dengan cara sebagai berikut :

$$FCF = \frac{1}{1 - X} \tag{7.9}$$

dimana :

$$x = \frac{h_f\, ref - h_f\, atm}{h_{f_g}\, atm} \tag{7.10}$$

Dalam hal ini $h_{f\ ref}$ adalah enthalpy fluida produksi yang ditentukan berdasarkan temperatur di kepala sumur atau temperatur zona produksi. Apabila Watm adalah laju alir dari pengukuran dengan sharp-edged weir, maka laju alir yang sebenarnya (M) adalah :

$$M = Watm \frac{h_{f_g}}{h_g\, atm - h_f\, ref} \tag{7.11}$$

Bila M adalah dalam ton/jam, H adalah enthalpy fluida (sama dengan hf ref) maka potensi sumur dalam MWth dapat ditentukan dengan cara sebagai berikut :

$$Q = \frac{M * H * 10^6}{3600} \tag{7.12}$$

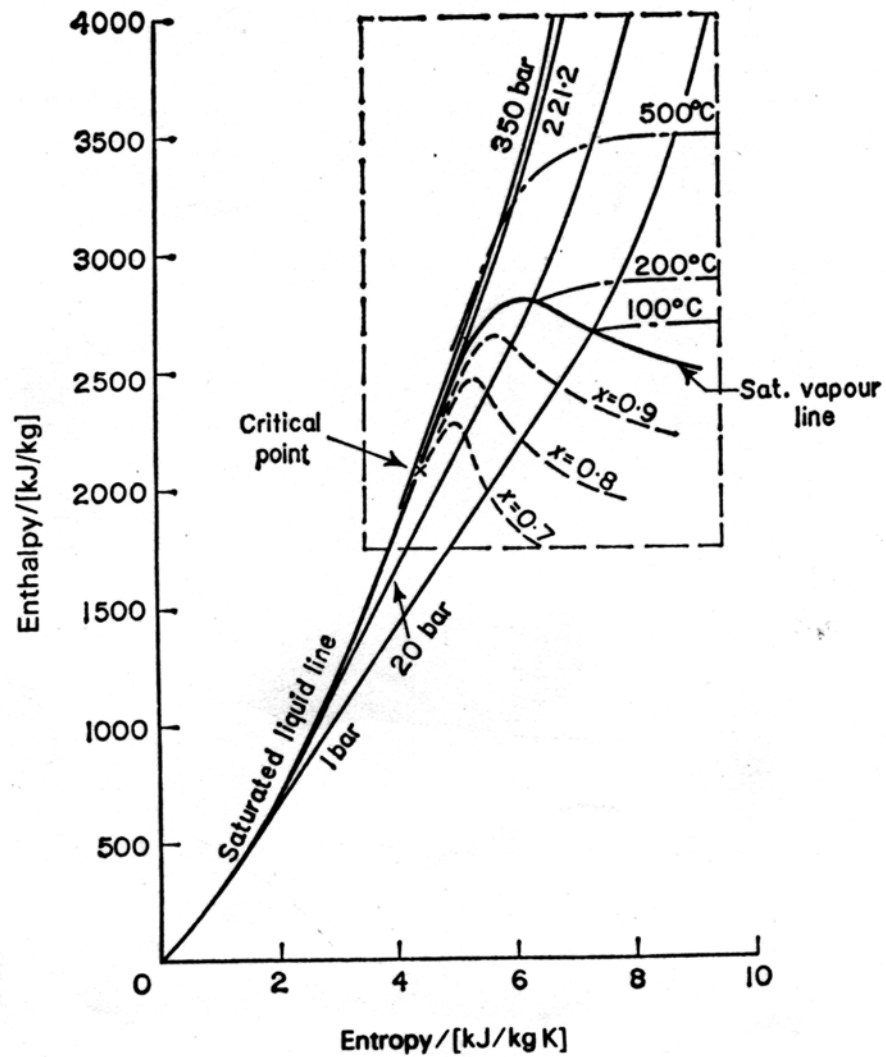
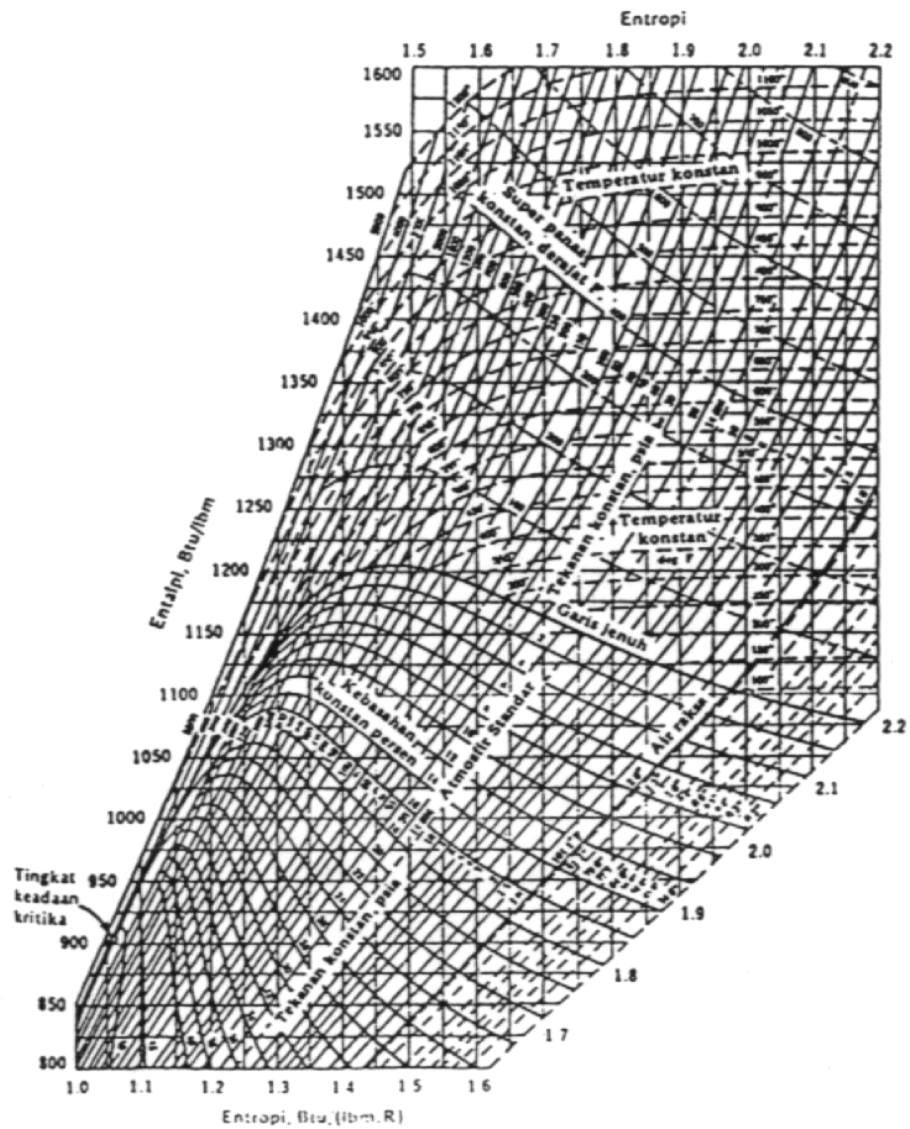
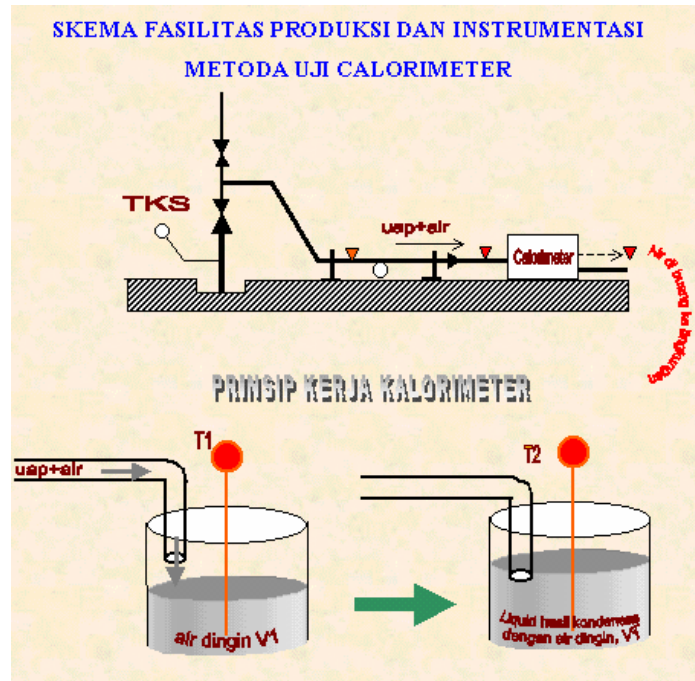
7.4.1.2 Sumur-Sumur Enthalpy Tinggi (Sumur Uap)

Sumur-sumur yang berproduksi dari reservoir dominasi uap menghasilkan uap panas jenuh (saturated steam) atau uap yang super panas (superheated steam) yang mempunyai temperatur tinggi. Enthalpy dan laju aliran masa dapat ditentukan dengan cara sederhana, yaitu dengan mengukur laju aliran dengan menggunakan orifice (BS 1024) dan mengukur temperatur (BS 1041). Besarnya enthalpy fluida (flowing enthalpy) ditentukan dengan memplot kondisi tekanan dan temperatur pada Mollier Chart (lihat Gambar 7.20).

7.4.2 Metoda Pengukuran Sumur Dua Fasa

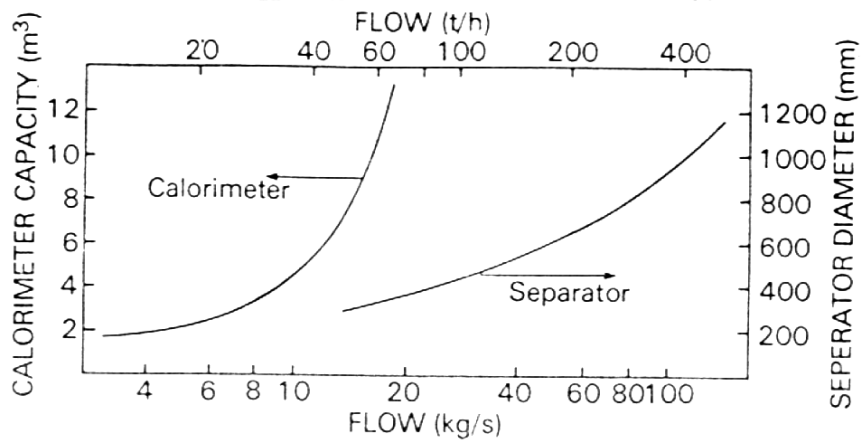
7.4.2.1 Metoda Kalori Meter

Sesuai dengan namanya, alat utama yang digunakan dalam pengujian ini adalah kalorimeter (lihat Gambar 7.21). Metoda kalorimeter umumnya digunakan untuk mengukur laju aliran dari sumur-sumur yang diperkirakan mempunyai laju aliran kecil (lihat Gambar 7.22). Kalorimeter yang mempunyai kapasitas tidak lebih dari 1.5 m^3 dapat dengan mudah dipindah-pindahkan dengan menggunakan trailer dan

mempunyai kapasitas test maksimum sekitar 30 ton/jam, tergantung dari enthalpy fluida.

Gambar 7.20a
Diagram Mollier

Gambar 7.20b
Diagram Mollier

Gambar 7.21
Tangki kalorimeter yang digunakan untuk pengujian sumur-sumur
(Gambar oleh Dudi Duardi, 1997)

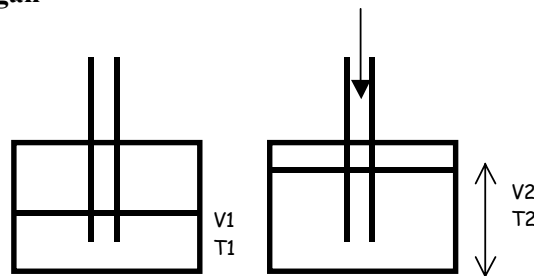
Didalam metoda kalorimeter pengukuran dilakukan dengan mengalirkan fluida dari sumur kesebuah kalorimeter, yang berisi air dingin yang diketahui volume dan temperaturnya, untuk suatu waktu tertentu. Setelah beberapa waktu, sumur ditutup dan kemudian volume fluida didalam tangki diukur, begitu juga temperaturnya. Dari pertambahan volume dan temperatur kemudian dihitung besarnya laju aliran massa dan enthalpy fluida. Untuk mendapatkan data yang baik, pengujian sebaiknya dilakukan paling sedikit tiga kali. Pengujian biasanya dilakukan pada beberapa tekanan kepala sumur untuk mendapatkan gambaran mengenai kemampuan produksi sumur pada berbagai tekanan kepala sumur. Untuk lebih jelasnya, metoda pengujian dan cara perhitungan diperlihatkan pada Gambar 7.23 dan diuraikan dibawah ini.

Untuk pengujian dengan metoda kalorimeter diperlukan peralatan sebagai berikut :

1. Kalorimeter (tangki pengumpul fluida yang dihubungkan dengan sumur yang akan diuji.
2. Pressure gauge untuk mengukur tekanan.
3. Termometer untuk mengukur temperatur.
4. Stopwatch untuk mengukur waktu.

Gambar 7.22
Perkiraan ukuran kalorimeter dan separator yang dibutuhkan untuk uji produksi (Grant et al. 1982)

Prosedur pengujian

1. Isi kalorimeter dengan air dingin.
2. Ukur jarak dari permukaan air hingga bagian atas tangki kalorimeter (x_1) dan hitung volume air (V_1).
3. Ukur temperatur fluida (T_1).
4. Alirkan fluida dari sumur kedalam tangki kalorimeter selama beberapa waktu, tergantung dari besarnya aliran dan kemudian catat waktu pengaliran dengan stopwatch (Δt).
5. Catat tekanan kepala sumur.
6. Ukur jarak dari permukaan air hingga bagian atas tangki kalorimeter (x_2).
7. Ukur temperatur fluida (T_2).
8. Hitung keadaan awal total cairan (V_2).
9. Kosongkan tangki kalorimeter dan ulangi pengujian tersebut.

Metoda Perhitungan

Gambar 7.23
Prinsip metoda kalorimeter dan cara perhitungan laju aliran masa dan enthalpy fluida

$$M = \frac{(\frac{V_2}{v_2} - \frac{V_1}{v_1})}{\Delta t} \quad (7.13)$$

$$Q = \frac{(\frac{V_2 h_{f2}}{v_2} - \frac{V_1 h_{f1}}{v_1})}{\Delta t} \quad (7.14)$$

$$H = \frac{Q}{M} \quad (7.15)$$

Dengan menggunakan data yang diperoleh dari hasil pengukuran kemudian laju aliran masa dan enthalpy fluida dihitung dengan proses sebagai berikut:

1. Tentukan volume spesifik air dan enthalpy air pada temperatur T_1 dan T_2 (v_{f1}, v_{f2}, h_{fl} , h_{fl}) dengan menggunakan Steam Table.
2. Hitung masa air pada temperaturT_1 dan T_2:

$$M_1 = \frac{V_1}{\vartheta_{f1}} \quad (7.16)$$

$$M_2 = \frac{V_2}{\vartheta_{f2}} \quad (7.17)$$

3. Hitung laju aliran masa (W) dengan persamaan berikut :

$$W = \frac{M_1 - M_2}{\Delta t} \quad (7.18)$$

4. Hitung enthalpy dengan persamaan berikut:

$$h = \frac{h_2 M_2 - h_1 M_1}{M_2 - M_1} \quad (7.19)$$

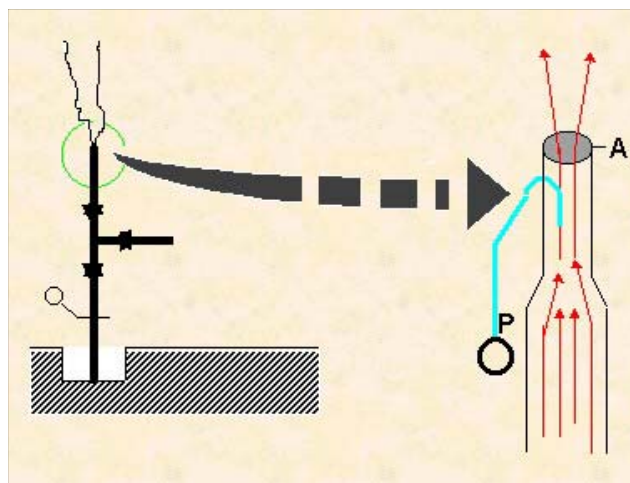
5. Dari beberapa hasil pengujian pada bebelapa tekanan kepala sumur, plot laju aliran masa dan enthalpy sebagai fungsi tekanan kepala sumur.

7.4.2.2 Metoda Lip Pressure

(a) Metoda Sembur Tegak (Vertical Discharge)

Uji tegak yang sederhana (selama beberapa jam tergantung dari peraturan setempat karena fluida dari sumur akan menyembur dengan kecepatan sangat tinggi) biasanya dilakukan setelah uji komplesi dan uji panas. Uji tegak berguna untuk memperoleh

perkiraan awal mengenai potensi sumur dan menentukan peralatan yang dibutuhkan dalam menguji kemampuan sumur pada waktu yang lebih lama.

Gambar 7.24
Contoh Uji tegak

Gambar 7.25
Metoda Vertical Discharge (Gambar oleh Dudi Duardi, 1997)

Dalam metoda ini besaran yang diukur adalah:
1. Tekanan kepala sumur.
2. Tekanan lip
3. Diameter pipa sembur (Lip pipe)

Output sumur dihitung dengan rumus James yang menghubungkan antara laju alir masa, flowing enthalpy, luas area pipa dan tekanan lip:

$$(GH^{1.102})/p^{0.96} = 184 \quad (7.20)$$

$$G = W/A \quad (7.21)$$

$$W = (184\ A\ p^{0.96})/H^{1.102}\ (kg/s) \quad (7.22)$$

dimana p adalah tekanan lip dari pengukuran (bar absolute); G adalah laju alir masa per unit area ($kg/cm^2.s$), H adalah enthalpy (kJ/kg), W adalah laju alir masa (kg/s) and A luas area pipa (cm^2). Untuk vertical discharge kita dapat mengasumsikan besarnya flowing enthalpy berdasarkan pada interpretasi data downhole dan dengan demikian besarnya laju alir panas, Q (MW thermal diatas O^0C) dapat dihitung.

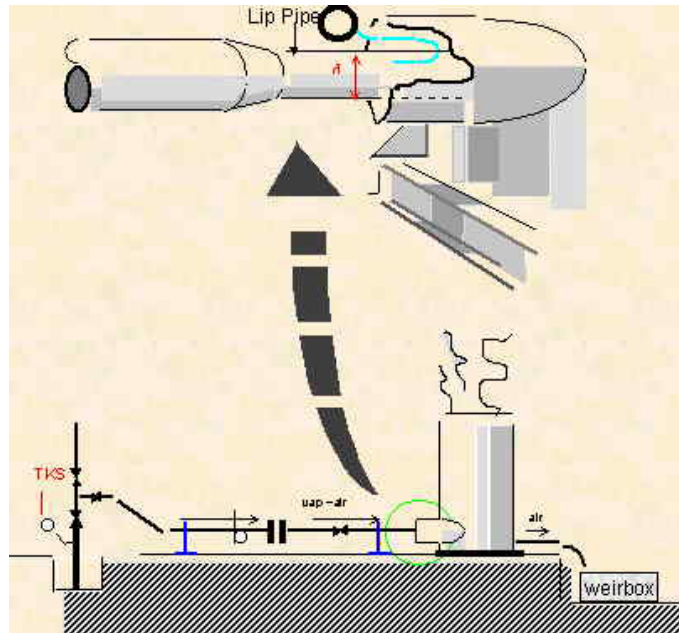
$$Q = WH/1000\ [MW\ thermal] \quad (7.23)$$

$$= (184\ A\ p^{0.96})/(1000\ H^{0.102}) \quad (7.24)$$

Untuk range of discharge enthalpy (900 – 2800 kJ/kg), $H^{0.102}$ sangat kecil bedanya, sehingga Q dapat didapat dengan ketepatan yang cukup memadai. Sebagai perkiraan awal, besarnya energi listrik yang dapat dihasilkan kira-kira 10% dari MW thermal-nya.

(b) Metoda Sembur Datar (Horizontal Discharge)

Dalam metoda ini fluida dari sumur disemburkan mendatar ke silencer (atmospheric separator) seperti terlihat pada Gambar 7.26. Tekanan diukur pada bagian paling ujung pipa. Laju aliran air dari separator diukur dengan menggunakan weir box.

Dengan menggunakan data yang diperoleh, besarnya flowing enthalpy dan laju aliran masa dapat dihitung dengan menggunakan rumus Russel James yang akan dijelaskan di bawah ini.

Gambar 2.26
Metoda Horizontal Discharge
(Gambar oleh Dudi Duardi, 1997)

Seperti telas dijelaskan sebelumnya, Russel James menghubungkan laju aliran masa, enthalpy, luas penampang pipa dan tekanan lip sebagai berikut:

$$\frac{G \times H^{1.102}}{p^{0.96}} = 0.184 \tag{7.25}$$

$$G = \frac{M}{3600 \times A} \tag{7.26}$$

$$\frac{M \times H^{1.102}}{3600 \times A \times p^{0.96}} = 0.184 \tag{7.27}$$

Dimana:

P "lip pressure" [bar absolute]
H flowing enthalpy [kJ/kg]
G total laju alir masa unit area [tonnes/cm^2.sec]
A luas area dari pipa lip [cm^2]
M total laju alir masa [tonnes/hour]

Laju aliran air dari silencer dihubungkan dengan laju aliran total dari sumur (M) oleh flash correction factor [FCF]

$$M = W_{atm} \times FCF \tag{7.28}$$

$$FCF = \frac{1}{1 - x} \tag{7.29}$$

$$M = \frac{W_{atm} \times h_{fgatm}}{h_{gatm} - H} \tag{7.30}$$

Substitusi persamaan di atas ke persamaan Russel James maka diperoleh:

$$\frac{W_{atm} \times h_{fgatm} \times H^{1.102}}{3600 \times A \times p^{0.96} \times \left(h_{gatm} - H\right)} = 0.184 \tag{7.31}$$

untuk tekanan atmosfer sebesar 1 bar absolute (hg atm = 2675 kJ/kg dan hfg atm = 2258 kJ/kg) maka diperoleh:

$$\frac{W_{atm}}{A \times p^{0.96}} = \frac{0.184 \times 3600 \times (2675 - H)}{2258 \times H^{1.102}} \tag{7.32}$$

$$= \frac{0.293 \times (2675 - H)}{H^{1.102}} \tag{7.33}$$

dengan menggunakan persamaan diatas maka harga W_{atm}/A x $p^{0 \cdot 96}$ dapat dihitung untuk berbagai harga h. Bila h diplot terhadap log[W_{atm}/A x $p^{0.96}$] maka diperoleh hubungan yang hampir linear.

Bila kita definisikan

$$Y = \frac{W_{atm}}{A \times p^{0.96}} \tag{7.34}$$

dan kita gunakan persamaan linear, maka harga enthalpy (bila diukur pada tekanan atmosfer sebesar 1 bara) dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$H = \frac{2675 + 925 \times Y}{1 + 7.85 \times Y} \tag{7.35}$$

Setelah harga flowing enthalpy diperoleh maka laju aliran masa dapat dihitung dengan menggunakan flash correction factor, yaitu:

$$M = \frac{W_{atm} \times h_{fgatm}}{h_{gatm} - H} \tag{7.36}$$

dimana jika tekanan atmosfer adalah 1 bara, maka persamaan di atas menjadi

$$M = \frac{W_{atm} \times 2258}{2675 - H} \quad (7.37)$$

Perhitungan laju alir dan enthalpy dari hasil pengujian dengan methoda lip pressure (horizontal discharge) sangat mudah, yaitu dengan cara sebagai berikut:

1. Hitung harga Y dengan persamaan:

$$Y = \frac{W_{atm}}{A \times p^{0.96}}$$

2. Hitung enthalpy H dengan menggunakan

$$H = \frac{2675 + 925 \times Y}{1 + 7.85 \times Y}$$

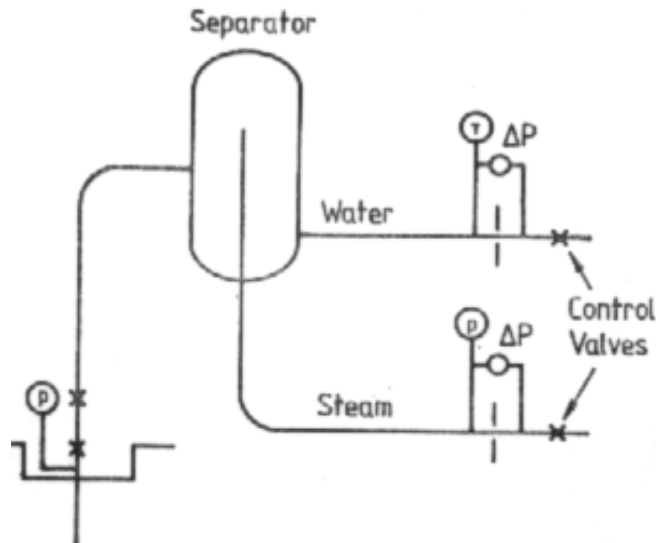
3. Hitung laju alir masa M dengan persamaan

$$M = \frac{W_{atm} \times 2258}{2675 - H}$$

7.4.2.3 Metoda Separator

Metoda ini paling akurat untuk mengukur aliran dua fasa dari sumur panasbumi dengan penggunaan *cyclone separator*. Separator akan memisahkan fasa uap dan fasa cair pada tekanan separator. Ukuran separator tergantung dari perkiraan besarnya laju aliran masa.

A. Metoda Perhitungan Pengukuran Laju Alir Uap dan Air dengan Orifice Meter

Besarnya laju alir dari masing-masing fasa dapat diukur dengan menggunakan *orifice plate* dan *differential pressure sensor*. Atau fasa air dapat dialirkan ke silencer dan laju aliran diukur menggunakan *sharp-crested weir*. Melalui perencanaan yang baik, efisiensi pemisahan dengan *cyclone separator* dapat mencapai 99.9%, sehingga ketelitian hanya tergantung dari ketelitian metoda pengukuran aliran.

Gambar 7.27
Pengujian Sumur dengan Metoda Separator
dan Laju Alir Diukur dengan Orifice Plate

Bila air diukur dengan menggunakan orifice meter, maka harus dijaga agar tidak terjadi flashing (penguapan) yang berlebihan waktu air melewati orifice. Hal ini dapat dihindarkan dengan mendinginkan air atau menempatkan orifice pada ketinggian tertentu sehingga tekanan air antara separator dan orifice cukup besar untuk mencegah terjadinya flashing penguapan dalam orifice. Aliran melalui orifice dapat ditentukan dengan persamaan berikut.

$$M = 0.03959172 \times c \times Z \times e \times E \times d^2 \sqrt{\frac{\Delta p}{\upsilon_g}} \qquad (7.38)$$

dimana:

M = laju alir masa, ton/jam

c = koeffisien yang ditentukan dari Gambar 7.28. untuk "radius tapping" yang merupakan fungsi dari m, dimana $m = \left(\frac{d}{D}\right)^2$, d adalah diameter dalam orifice (m) dan D adalah diameter dalam pipa (m). Baik d maupun D harus nilai yang sebenarnya (hasil pengukuran bukan harga nominalnya). Untuk mempermudah dalam perhitungan, besarnya d dan D yang sebenarnya bisa didekati dengan cara mengkalikan harga nominalnya dengan faktor panas material yang digunakan.

Z = 1

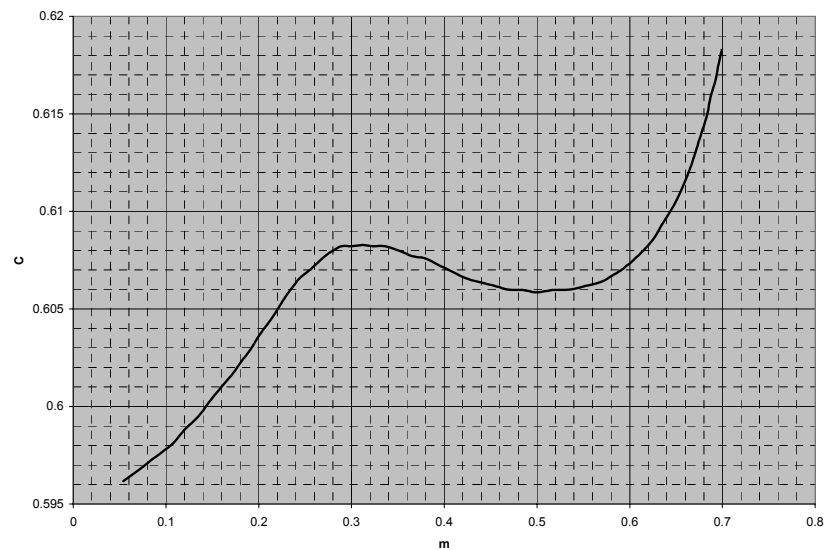
e = faktor ekspansibilitas yang besarnya ditentukan dengan persamaan sebagai berikut: $e = 1 - (0.41 - 0.35m^2) \times \frac{1}{k} \times \frac{\Delta p}{P_{upstream}}$, dimana k adalah adiabatik indeks (1.33 untuk saturated steam dan 1.3 untuk superheated steam)

E = faktor pendekatan kecepatan, $E = \left(1 - m^2\right)^{-0.5}$

Δp = perbedaan tekanan upstream dan downstream, ksc

Pu = tekanan upstream, ksc absolute

v_g = specific volume uap pada Pu.

Jika persamaan 7.38 tersebut diatas digunakan untuk menghitung laju alir masa air maka besarnya e = 1.

Gambar 7.28
Konstanta Radius Tapping Orifice

Bila laju aliran masa hasil pengukuran dengan orifice dididefinisikan sebagai M, untuk laju alir uap dari M, untuk laju aliran air, maka laju alir fluida dari sumur (M) adalah :

$$M = M_v + M_w \qquad (7.39)$$

Dryness (x) adalah:

$$W = \frac{Mv}{Mv + Mw} \qquad (7.40)$$

Maka flowing enthaphy adalah :

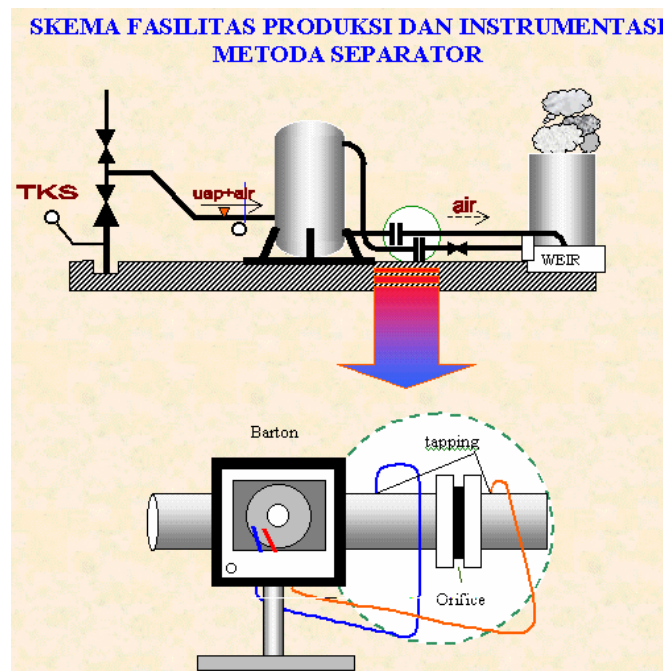
$$h = h_f + x\, h_{fg} \tag{7.41}$$

dimana h_f dan h_{fg} dievaluasi pada tekanan separator.

Besamya potensi sumur :

$$Q = M * h \tag{7.42}$$

B. Pengukuran Laju Alir Uap dengan Orifice Meter dan Air dengan Weir

Bila air dialirkan ke silencer dan laju alirnya diukur dengan menggunakan weir (lihat Gambar 7.29), penentuan laju alir masa dan enthalpy fluida dari sumur tidak sama dengan apabila keduanya diukur dengan menggunakan orifice. Cara perhitungannya akan dijelaskan dibawah ini.

Gambar 7.29
Laju alir Uap dengan Orifice dan Laju alir Air dialirkan ke Silencer dan diukur dengan Weir (Gambar oleh Dudi Duardi, 1997)

Anggap aliran dari separator ke silincer adalah *isenthalpic*. Jadi enthalpy air pada kondisi separator (h_{wl}) sama dengan enthalpy air masuk ke separator (h_2). Maka dryness di silencer (x_2) adalah:

$$x_2 = \frac{h_2 - h_{f2}}{h_{fg2}} \tag{7.43}$$

Bila (M_w') adalah laju aliran air yang keluar dari silencer dan diukur dengan weir, maka laju aliran air yang keluar dari separator (M_w)adalah :

$$M_W = \frac{M_W'}{1 - x_2} \tag{7.44}$$

dengan mensubstitusikan $x_2 = \frac{h_2 - h_{f2}}{h_{fg2}}$ ke dalam persamaan di atas, diperoleh persamaan berikut:

$$M_W = \frac{M_W' h_{fg2}}{h_{g2} - h_2} \tag{7.45}$$

C. Pengukuran Laju Alir Uap dengan Flowmeter dan Air dengan Gas Purge Manometer.

Pada prinsipnya Gas Purge Manometer digunakan untuk mengukur ketinggian air di weirbox. Metoda perhitungan laju alir air yang melalui weirbox akan dijelaskan kemudian.

Prinsip kerja Steam Flow Meter adalah mengukur perbedaan tekanan, akan tetapi hasil pengukuran yang ditampilkan (yang terbaca) sudah dikonversikan dalam bentuk total masa yang mengalir pada kondisi kalibrasi. Karena yang terbaca adalah laju alir masa pada kondisi kalibrasi maka diperlukan koreksi terhadap densitas.

$$s = \text{reading}\sqrt{\frac{\upsilon_{\text{calibration}}}{\upsilon_{\text{actual}}}} \tag{7.46}$$

dimana :
s = laju alir masa uap hasil pemisahan
$v_{calibration}$ = specific volume pada tekanan kalibrasi
v_{actual} = specific volume pada tekanan flow meter

7.5. INTERFERENCE TEST

Interference test merupakan salah satu jenis uji transien tekanan yang biasanya dilakukan untuk mengetahui saling hubungan atau komunikasi antar sumur sehingga dapat diperkirakan/dipastikan :

1. Penyebaran batas reservoir yang telah diperkirakan sebelumnya.
2. Mengetahui sistim reservoir, apakah terbuka atau tertutup.
3. Harga "interwell properties" seperti *transmisivity* dan *storativity,* serta besaran lainnya seperti *Initial Reservoir Pressure*.

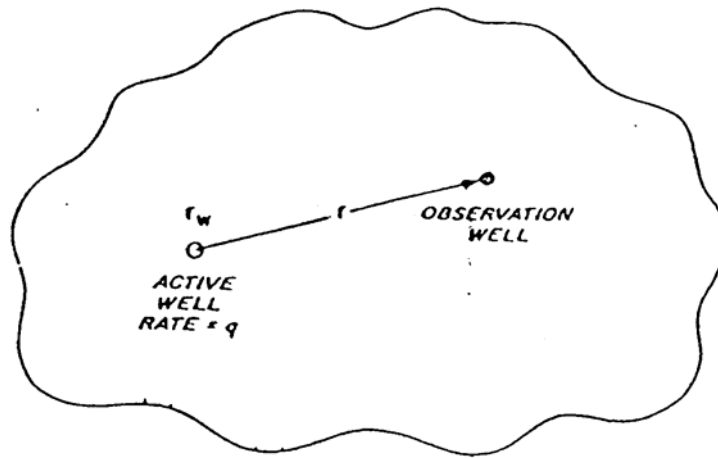
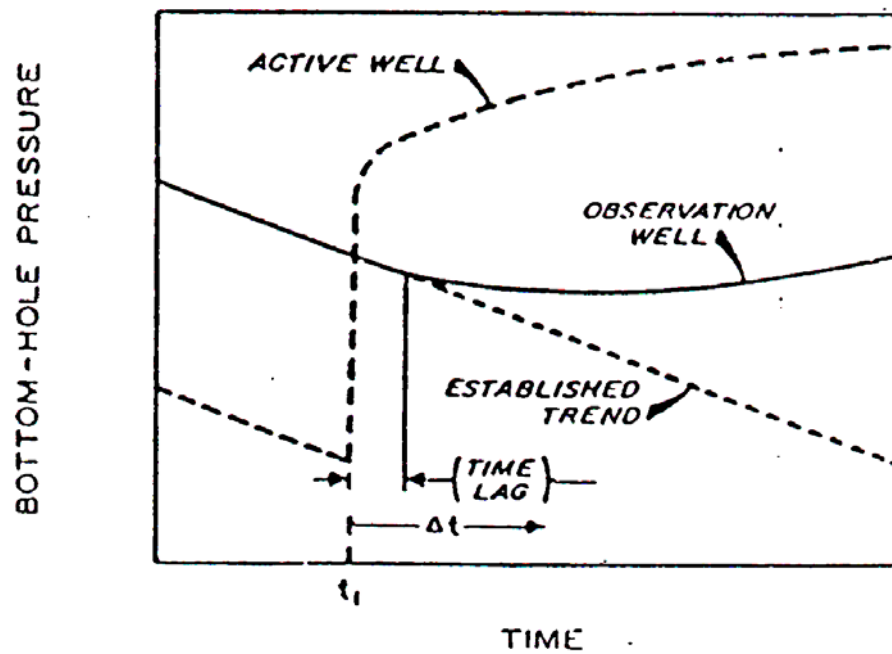
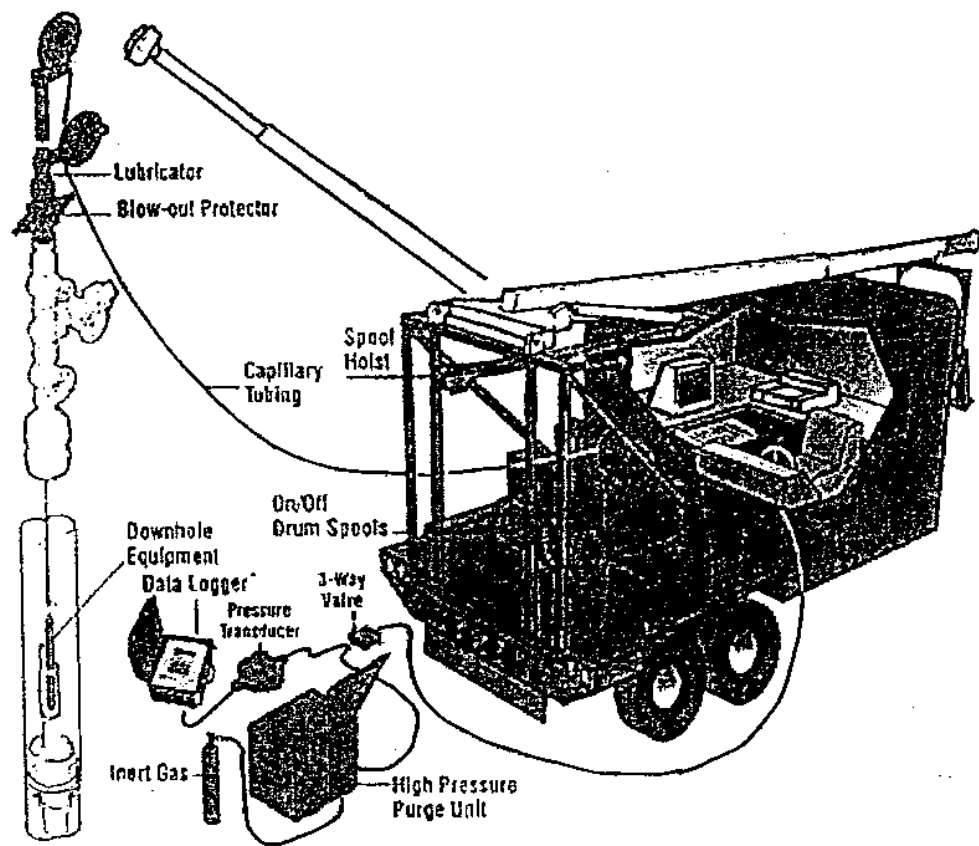
Keunggulan dari interference test dibandingkan dengan beberapa metoda yang sering digunakan untuk menentukan besarnya permeabilitas batuan reservoir (Pressure Build-up Testing, Pressure Draw Down Testing), adalah interference test dapat memberikan gambaran mengenai besamya permeabilitas diantara sumur-sumur yang diuji sedangkan Build-up dan Draw Down hanya memberikan gambaran mengenai permeabilitas reservoir dalam radius beberapa meter sekitar sumur.

7.5.1. Prinsip Pelaksanaan

Sebenarnya prinsip dasar pengujian sumur sangat sederhana, yaitu kita memberikan suatu "gangguan keseimbangan tekanan" terhadap sumur yang diuji, yang dilakukan dengan memproduksikan dengan laju aliran konstan. Dengan adanya gangguan ini, impuls perubahan tekanan (pressure transient) akan disebarkan keseluruh reservoir dan diamati setiap saat dengan mencatat tekanan lubang bor selama pengujian sumur berlangsung. Apabila perubahan tekanan tadi diplot dengan suatu fungsi waktu, maka akan dapat dianalisa besaran-besaran dan karakteristik reservoir yang disebutkan diatas.

Interference Test memerlukan sekurang-kurangnya satu sumur yang aktip (diproduksikan/diinjeksikan) dan dan sekurang-kurangnya satu sumur pengamatan tekanan (sumur pengamat). Semakin banyak sumur observasi akan semakin banyak informasi yang akan didapatkan untuk analisa karakteristik resevoir. Sebagai ilustrasi pada Gambar 7.30 diperlihatkan skematik dari dua buah sumur yang sedang digunakan dalam suatu interference test. Sumur aktif terletak pada jarak r dari sumur pengamatan.

7.5.2 Peralatan

Pengamatan tekanan di sumur dilakukan dengan menggunakan pressure chamber Pruett yang digantung pada major feed zone. Peralatan yang digunakan untuk pengukuran tekanan secara skematis diperlihatkan pada Gambar 7.32. Data logger, yang berfungsi merecord tekanan, terdapat dalam satu unit portcamp. Jaraknya dengan sumur sebaiknya tidak terlampau jauh.

Gambar 7.30
Sumur Aktip dan Sumur Observasi Dalam Suatu Interference Test

Gambar 7.31
Ilustrasi Respons Tekanan di Sebuah Sumur Aktip dan Sebuah Sumur Pengamat Pada Waktu Pelaksanaan Interference Test

Gambar 7.32
Skema Rangkaian Peralatan

Untuk menjamin pembacaan tekanan yang akurat, dengan menggunakan capillary tubing, yang menghubungkan pressure chamber di salah satu ujungnya dengan pressure sensor di ujung lainnya. Purging dilakukan secara teratur dengan menggunakan gas Helium dan didorong dengan gas Nitrogen, dengan menggunakan booster.

7.5.3 Respon Tekanan

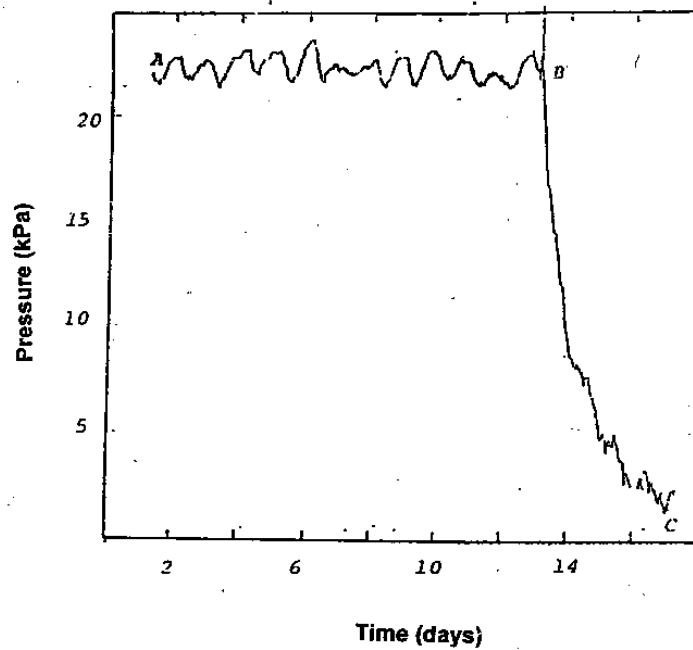
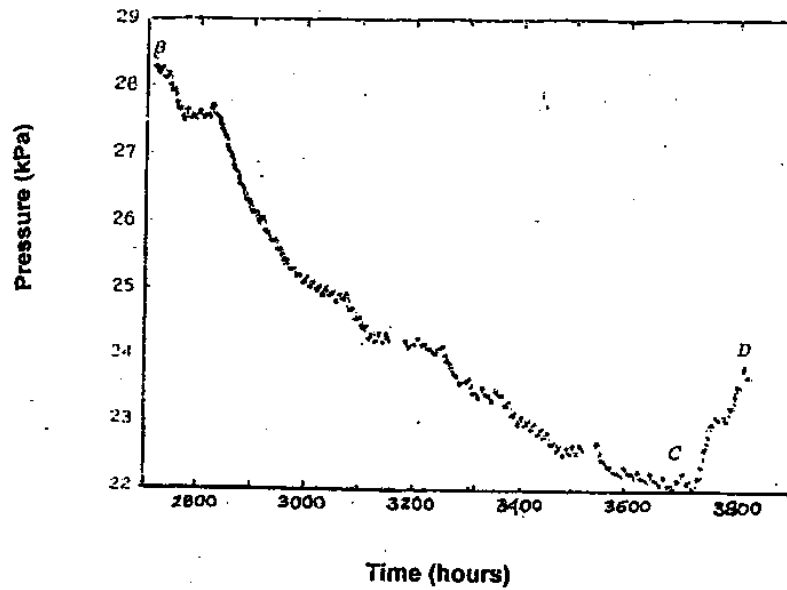
Gambar 7.31 menunjukkan hasil pengamatan tekanan (respons tekanan) di sebuah sumur aktip dan sebuah sumur pengamat pada waktu pelaksanaan interference test. Pada saat sumur aktip diproduksikan, tekanan pada sumur aktip tersebut akan segera turun dan setelah beberapa lama, tekanan pada sumur pengamat, yang terletak pada jarak r dari sumur aktip, mulai terasa ada responnya. Besarnya respon tekanan dan lamanya diterimanya respon oleh sumur pengamat tergantung pada sifat-sifat batuan dan fluida reservoirnya yang berada di sekitar sumur aktip dan sumur pengamatnya.

Untuk mendapat ilustrasi yang lebih jelas, pada Gambar 7.32 diperlihatkan sebuah contoh dari respons tekanan sebagai fungsi waktu di sebuah sumur pengamat (sumur BR6 di lapangan Broadland, NZ) pada sebelum sumur aktip diproduksikan (A-B) dan setelah sumur aktif diproduksikan dengan laju alir konstant (B-C). Sebelum sumur diproduksikan tekanan di sumur pengamat relatif stabil. Setelah sumur aktip diproduksikan, tekanan di sumur pengamat turun. Ini merupakan indikasi bahwa ada komunikasi di bawah permukaan antara sumur aktip dan sumur pengamat.

Pada Gambar 7.33 diperlihatkan sebuah contoh dari respons tekanan sebagai fungsi waktu di sebuah sumur pengamat (sumur BR5I di lapangan Broadland, NZ) pada waktu sumur aktif diproduksikan dengan laju alir konstant (B-C) dan setelah sumur tersebut ditutup (C-D). Dapat dilihat bahwa setelah sumur aktip ditutup maka terjadi kenaikan tekanan pada sumur pengamat. Ini merupakan indikasi bahwa ada komunikasi di bawah permukaan antara sumur aktip dan sumur pengamat.

7.5.4 Metoda Analisis

Respons tekanan yang diperoleh dari uji transien tekanan biasanya dianalisa dengan menggunakan *Theis solution*, yang diturunkan dengan menganggap reservoirnya adalah sebagai berikut:

- Tebal seragam
- Homogen dan isotropik
- Kedap aliran pada batas atas dan bawahnya
- Seolah-olah tanpa batas (infinite-acting)
- Aliran horizontal
- Laju aliran fluida konstant

Gambar 7.33
Contoh Respons Tekanan Di Sumur Pengamatan
Sebelum dan selama Pengujian Berlangsung

Gambar 7.34
Contoh Respons Tekanan Di Sumur Pengamatan
Selama Pengujian Berlangsung dan Sesudah Sumur Aktip Ditutup

Dalam suatu reservoir yang infinite-acting, homogen dan isotropik, penyelesaian persamaan diffusivity dengan E-function menunjukkan bahwa perubahan tekanan pada sumur pengamat adalah merupakan fungsi dari waktu, yang secara matematis dinyatakan oleh persamaan berikut:

$$P(r,t) = P_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} E_i\left(\frac{\phi\mu\ cr^2}{4kt}\right) \tag{7.47}$$

Drawdown tekanan pada sumur pengamat, dengan jarak r, adalah karena produksi dari sumur aktip dengan laju aliran q, yang dimulai pada reservoir dengan tekanan P_i,. Reservoir tersebut mempunyai ketebalan seragam (h) dengan sifat batuan, seperti porositas (ϕ), kompresibilitas (c) dan permeabilitas yang sama disemua tempat. Fluida mempunyai viskositas μ.

Penyelesaian persamaan untuk perubahan tekanan ini diperoleh dengan Ei-function, berdasarkan anggapan:

1. Skin factor pada sumur aktip tidak mempengaruhi pressure drawdown pada sumur pengamat.
2. Wellbore-storage diabaikan baik di sumur aktip maupun di sumur pengamat.

Cara yang paling baik dalam menganalisa test interference ini adalah dengan menggunakan cara type curve matching. Cara ini dikembangkan oleh Earlougher, yaitu dengan menggunakan Gambar 7.35 yang merupakan kurva dari E_i-function. Persamaan yang digunakan adalah:

$$\frac{2\pi kh\left(P_i - P_r\right)}{q\mu} = -\frac{1}{2} E_i\left(-\frac{1}{4}\frac{\phi\mu c r_w^2}{kt}\left(r/r_w\right)^2\right) \tag{7.48}$$

atau

$$P_D = -\frac{1}{2} E_i\left(-\frac{r_D^2}{4t_D}\right) \tag{7.49}$$

dimana

$$P_D = \frac{2\pi kh\left(P_i - P_r\right)}{q\mu} = \frac{2\pi kh\,\Delta P}{q\mu} \tag{7.50}$$

$$r_D = \frac{r}{r_w} \tag{7.51}$$

$$t_D = \frac{k\Delta t}{\phi\mu c r_w^2} \tag{7.52}$$

Transmisivitas (permeability-thickness), kh, ditentukan dengan menggunakan persamaan 2.4 dan secara matematis dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$kh = \frac{P_D\, q\, \mu}{2\pi\, \Delta P} \qquad (7.53)$$

Apabila W adalah laju alir masa fluida (kg/detik) dan ρ adalah densitas fluida, maka dengan mensubstitusikan q=W/ρ kedalam persamaan 2.7, akan diperoleh persamaan berikut:

$$kh = \frac{P_D\, W\, \mu}{2\pi\, \rho\, \Delta P} \qquad (7.54)$$

Persamaan untuk menentukan storativity (ϕch) diturunkan sebagai berikut:

$$\frac{t_D}{r_D^{\,2}} = \frac{k\, t}{\phi\, \mu\, c\, r_w^{\,2}} \left(\frac{r_w^{\,2}}{r^2} \right) = \frac{k\, t}{\phi\, \mu\, c\, r^2} \qquad (7.55)$$

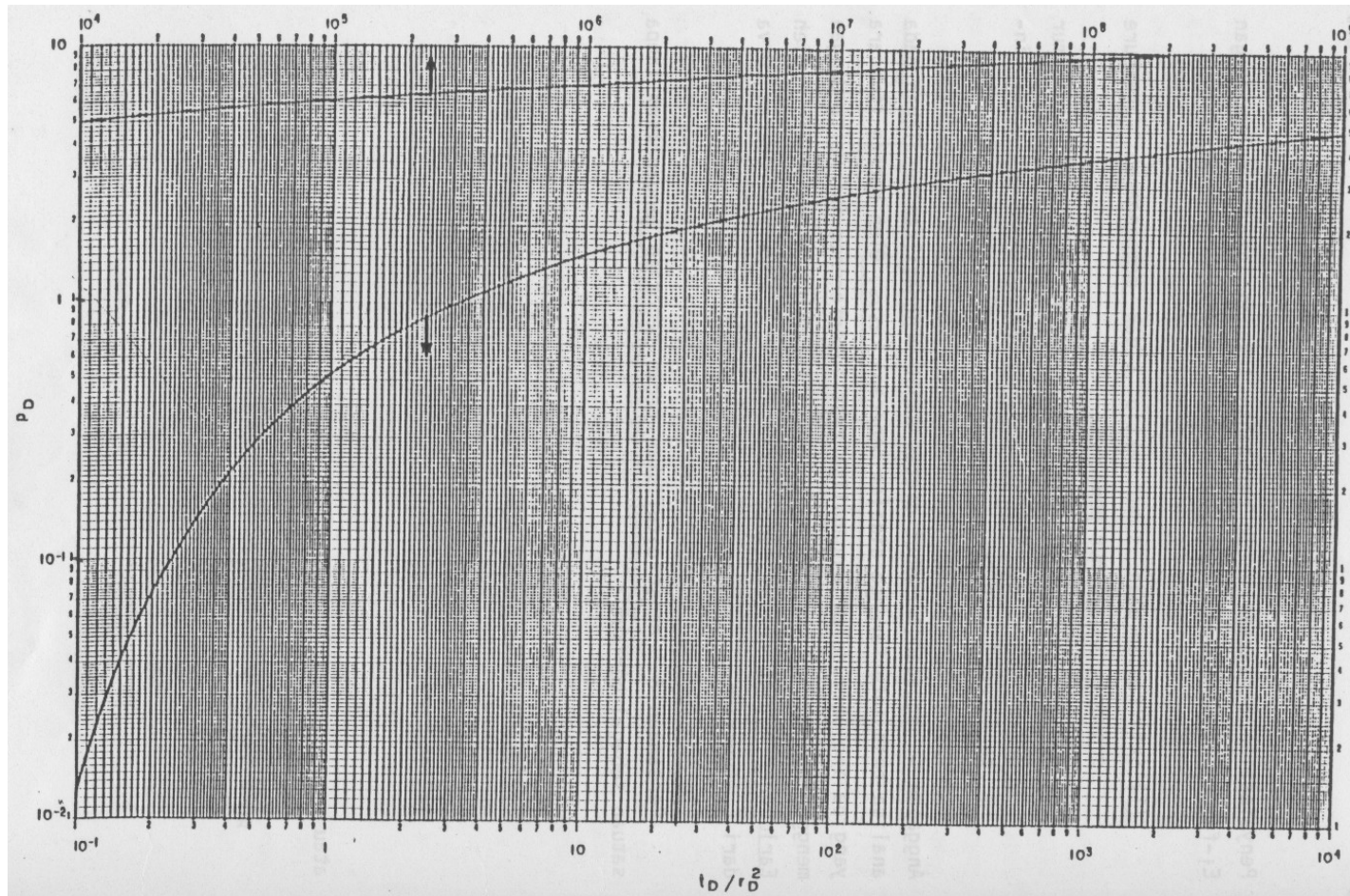
Apabila pembilang dan pembagi diruas kanan keduanya dikalikan dengan h (ketebalan) maka akan diperoleh persamaan sebagai berikut:

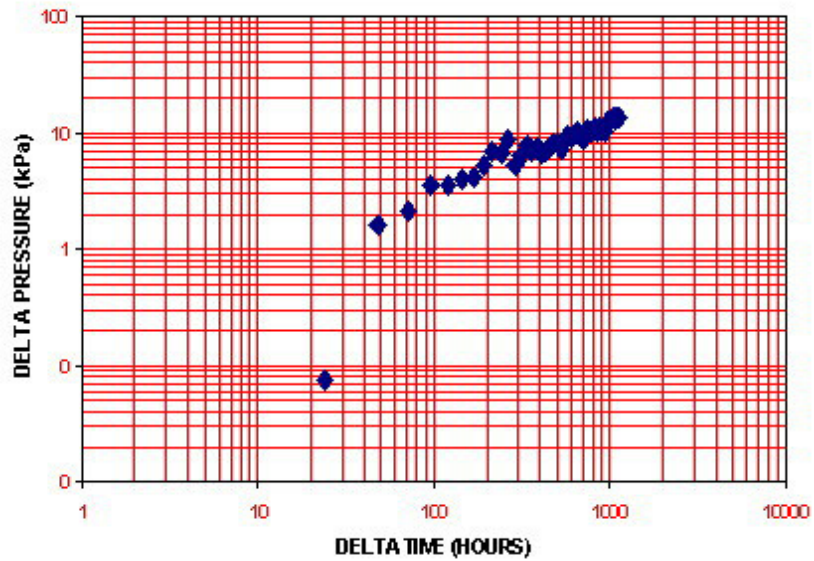
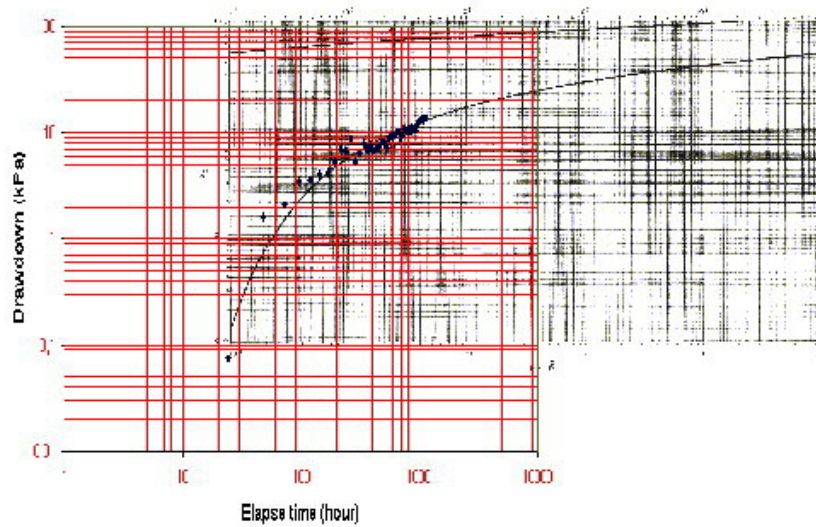
$$\frac{t_D}{r_D^{\,2}} = \frac{k\, h\, t}{\phi c\, h\, \mu\, r^2} \qquad (7.56)$$

Dengan demikian persamaan untuk menentukan storativity (ϕch) adalah sebagai berikut:

$$\phi c\, h = \frac{k\, h\, t}{\left(\frac{t_D}{r_D^{\,2}} \right) \mu\, r^2} \qquad (7.57)$$

Dengan menggunakan Gambar 7.35, data tekanan yang diperoleh dari interference test dapat dianalisa dengan menggunakan langkah-langkah sebagai berikut:

1. Plot drawdown tekanan yang diperoleh dari sumur pengamat, $P = P_i - P_r$ versus waktu, t (elapsed time) pada kertas grafik log-log yang mempunyai ukuran skala yang sama dengan type-curve pada Gambar 7.5.

Gambar 7.35

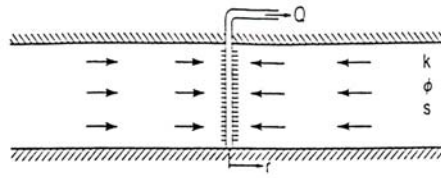
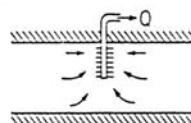
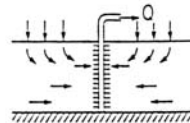
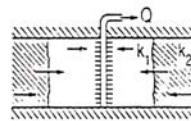
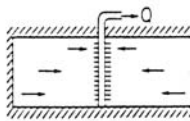
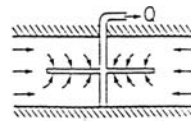
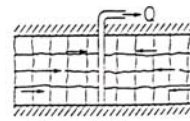
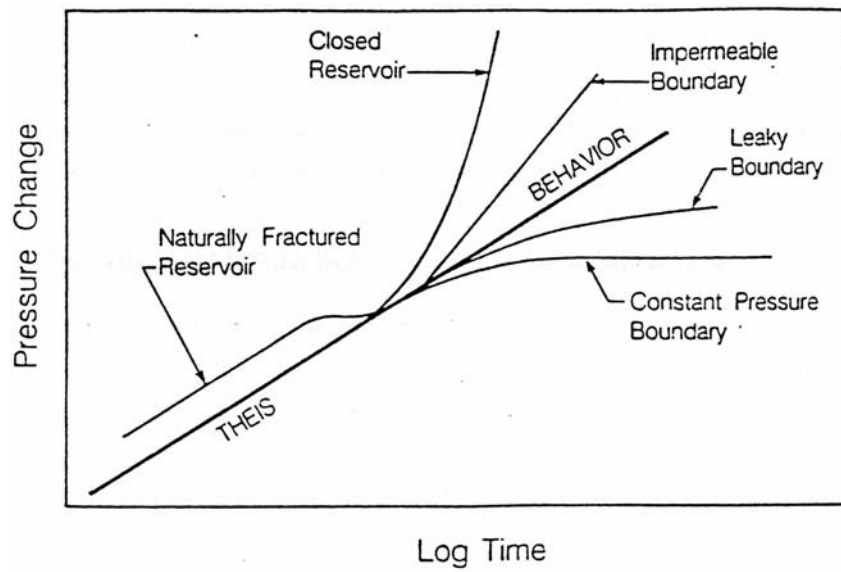
Dimensionless Pressure for a Single Well in an Infinite System, No Wellbore Storage, No Skin. Exponential-Integral Solution

2. Geserkan data yang diplot tersebut, yang terletak diatas type curve, sehingga diperoleh kecocokan dengan type-curvenya (penggeseran hanya dapat dilakukan secara horizontal ataupun vertikal).

3. Catat tekanan dan waktu pada match pointnya, $(P_D)_{Mp}$, $(\Delta P)_{Mp}$ dan $(t_D/r_D^2)_{Mp}$ dan t_{Mp}.
4. Hitung harga permeability-thickness dari match point "Tekanan".

$$kh = \frac{(P_D)_{Mp} \, W \, \mu}{2\pi \, \rho \, (\Delta P)_{Mp}}$$

5. Hitung storativity (ϕch) dari match point "Waktu".

$$\phi c \, h = \frac{k \, h \, t_{Mp}}{\left(\frac{t_D}{r_D^2}\right)_{Mp} \mu \, r^2}$$

Selain untuk mengetahui harga permeability-thickness serta storativity, pengujian sumur juga dapat memberikan informasi mengenai pola aliran serta batas reservoir. Dengan membuat plot antara perubahan tekanan dengan log waktu akan diperoleh suatu bentuk kurva yang khas yang dapat memberikan informasi mengenai karakteristik reservoir serta aliran fluida yang terjadi. Pada gambar 7.36 berikut ini diperlihatkan beberapa contoh model reservoir yang digunakan untuk menginterpretasikan hasil dari tes transien tekanan pada reservoir panas bumi, sedangkan contoh respon tekanan untuk beberapa contoh model reservoir di atas diberikan pada gambar 7.37.

Dari data pengujian sumur, kita dapat membuat plot antara perubahan tekanan terhadap log waktu. Berdasarkan kurva yang dihasilkan dapat dianalisis mengenai karakteristik model reservoir panasbumi pada lapangan yang sedang diuji, apakah reservoirnya tertutup, seolah-olah tidak terbatas (*infinite acting*), apakah ada rekahan, dan sebagainya. Contohnya adalah sebagai berikut. Apabila sumur terletak di sebuah patahan yang impermeable (*impermeable boundary*) maka slope dari plot tekanan vs log waktu menjadi dua kali lebih besar. Apabila reservoir seluruhnya dibatasi oleh sebuah boundary yang impermeable (*closed reservoir*), maka log perubahan tekanan terhadap log waktu pada *late time* akan berupa garis lurus dengan kemiringan sama dengan satu. Apabila batas reservoir mempunyai tekanan tetap (*constant pressure boundary*), system akhirnya akan mencapai kondisi tekanan mantap (*steady state*).

Gambar 7.36
Beberapa Contoh Pola Aliran yang Digunakan untuk Menginterpretasikan Hasil Tes Transien Tekanan

Gambar 7.37
Respons Tekanan pada Beberapa Model Reservoir yang Berbeda

7.6 SOAL LATIHAN

1. Sumur TM-472 disemburkan secara vertikal selama 4 jam melalui pipa sembur (lip pipe) berdiameter 150 mm. Alat pengukur tekanan menunjukkan bahwa tekanan di ujung pipa lip (lip pressure) sebesar 2.6 barg dan tekanan di kepala sumur 6.7 barg. Apabila enthalpy fluida adalah 2750 kJ/kg.
   (a) Hitung laju alir masa fluida dari sumur
   (b) Hitung laju alir panas
   (c) Apabila efisiensi konversi energi panas menjadi energi listrik diasumsikan 10%, berapakah besarnya energi listrik yang dapat dihasilkan dari sumur tersebut.

2. Salah satu cara untuk menentukan laju produksi dan enthalpy fluida dari sebuah sumur panasbumi adalah menyemburkan fluida secara mendatar ke silencer melalui pipa lip dan mengukur air yang keluar dari silencer dengan menggunakan weir box.
   (a) Berdasarkan persamaan dari Russell james, turunkanlah rumus untuk menghitung $W/p^{0.96}$ untuk berbagai harga enthalpy.
   (b) Apabila pipa sembur (lip pipe) mempunyai diameter 203 mm, dan pada waktu pengujian dilaksanakan tekanan lip adalah 3.74 bara dan ketinggian air di weir box adalah 290 mm, jelaskanlah cara menghitung laju alir masa dan enthalpy fluida.

3. Fluida dari sumur TM-413 dialirkan ke dalam sebuah separator yang mempunyai tekanan 9.2 barg. Fluida dari separator terdiri dari 145 ton/jam air dan 42 ton/jam uap. Air dari separator dialirkan ke silencer. Tekanan udara luar = 1 bar. Tentukan:
   (a) Laju alir masa total dari sumur
   (b) Enthalpy fluida di kepala sumur
   (c) Laju alir panas dari sumur tersebut
   (d) Laju alir masa air yang keluar dari separator
   (e) Laju alir masa uap yang keluar dari silencer.

4. Sumur DS-1 (pada elevasi +200 mdpl) di uji kemampuan produksinya dengan menggunakan metoda lip pressure. Uji tegak dilakukan selama tiga jam dengan menggunakan pipa sembur berdiameter 153 mm. Alat pengukur tekanan menunjukkan besarnya tekanan di kepala sumur adalah 24 bar gauge sedangkan tekanan lip 3.52 bar gauge. Dari hasil uji komplesi diperkirakan bahwa rekahan (feed point) terdapat pada kedalaman 1323 m dan temperatur pada kedalaman tersebut sebelum pengujian dilakukan adalah 224^{o}C.
   (a) Apabila pada kedalaman 1323 m hanya terdiri dari satu fasa, yaitu air pada kondisi jenuh (saturated liquid),tentukan:
      ❖ Lalir masa fluida, laju alir uap dan laju alir air
      ❖ Fraksi uap di kepala sumur

- ❖ Laju alir panas (MW_{th})
- ❖ Potensi listrik dari sumur tersebut (MW_e)

(b) Setelah uji tegak dilaksanakan selama tiga jam kemudian dilakukan uji datar. Fluida dari sumur di semburkan ke silencer pada tekanan kepala sumur yang sama, melalui pipa sembur (lip pipe) yang mempunyai diameter sama dengan yang digunakan pada waktu uji tegak. Air dari silencer diukur dengan menggunakan 90^o V-Notch. Alat ukur menunjukkan tekanan lip adalah 3.5 barg dan ketinggian air di weir box adalah 265 mm. Tentukan:
- ❖ Lalir masa fluida, laju alir uap dan laju alir air
- ❖ Fraksi uap di kepala sumur
- ❖ Enthalpy fluida
- ❖ Laju alir panas (MW_{th})

5. Sumur NMS-35 di uji kemampuan produksinya dengan menggunakan metoda lip pressure. Fluida dari sumur di semburkan secara horizontal (mendatar) ke silencer dengan menggunakan pipa sembur (lip pipe) berdiameter 203 mm. Air dari silencer diukur dengan menggunakan weir box. Data dari hasil pengukuran diberikan pada Tabel-1. Gambarkanlah kurva produksi yang menunjukkan kemampuan produksi dari sumur tersebut. Tekanan udara luar adalah 1 bar abs.

	23 March	24 March	25 March	26 March	27 March
TKS (bar gauge)	15.5	18.6	23.2	25.6	28
Kettinggian air di weir box (mm diatas 'V')	325	310	290	266	222
Tekanan lip (bar gauge)	4.2	3.65	2.74	1.93	0.79

6. Data pada Tabel dibawah ini diperoleh dari hasil uji produksi sumur NMS-306, yang dilaksanakan dengan menggunakan *lip pressure method*, yaitu dengan cara menyemburkan fluida melalui pipa sembur (lip pipe) berdiameter 204 mm ke silencer. Air dari silencer diukur dengan menggunakan *V-notch weir*. Tekanan atmosfir 1 bar abs. Buatlah kurva kelakuan sumur yang memberikan gambaran mengenai laju alir masa total, laju alir masa uap dan enthalpy fluida.

WHP (barg)	Lip Pressure (barg)	Ketinggian air di weir box (mm)
14.1	1.46	269
17.2	1.38	265
23.8	0.40	212

7. A production test on a well was made with a wellhead separator using orifice plates, and gave the following results:

   Separator pressure = 12 bar abs.

   Steam flow rate = 4.5 tonne per hour

   Water flow rate = 23.7 tone per hour

   ❖ What is the enthalpy of the fluid at the entry to the separator ?

   ❖ If the reservoir temperature is 256^{o}C, what is the dryness fraction at the bottom of the well ?

8. Sumur TM-461 di lapangan panasbumi dominasi air dioperasikan pada tekanan kepala sumur 9 barg. Fluida dari sumur tersebut mempunyai enthalpy 1014.9 kJ/kg. Laju alir masa total fluida dari sumur tersebut 300 ton/jam.

   (a) Hitung kwalitas uap (dryness) di kepala sumur

   (b) Hitung laju alir panas dari sumur tersebut (dalam MW_{th})

   (c) Hitung laju alir masa uap dan laju alir masa air

   (d) Apabila untuk membangkitkan listrik 1 MW_e di butuhkan uap sebanyak 6.5 ton/jam, hitunglah daya listrik yang dapat dibangkitkan oleh sumur tersebut.

   (e) Apabila di lapangan tersebut akan dibangun Pusat Listrik Tenaga Panasbumi dengan kapasitas turbin 30 MWe, berapakah jumlah sumur produksi yang harus diproduksikan apabila laju alir masa uap rata-rata dari sumur-sumur lainnya sama seperti laju alir masa uap dari sumur TM-461.

BAB 8

FASILITAS PRODUKSI UAP DAN PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA PANASBUMI

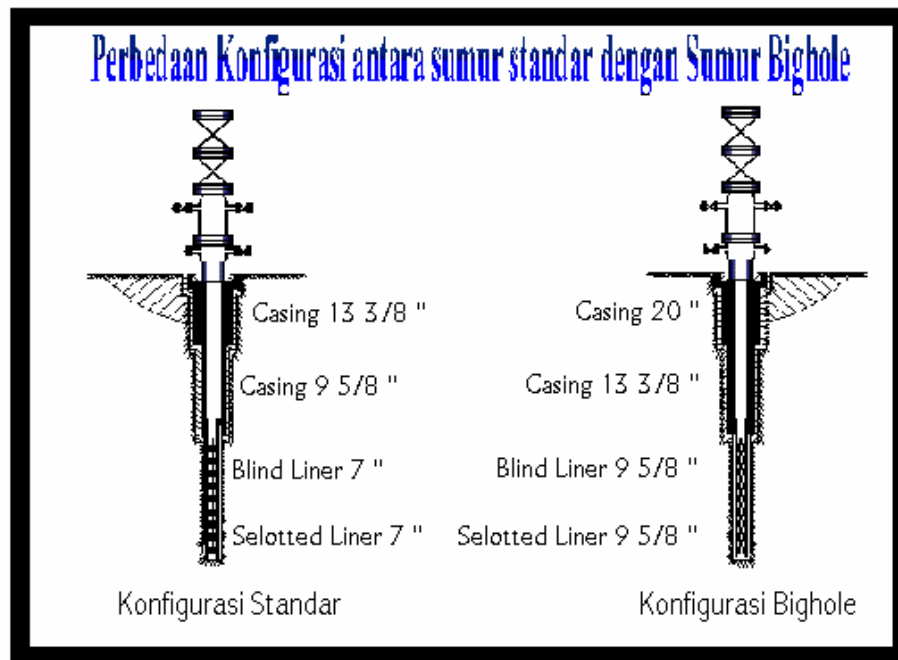
Bab ini membahas secara singkat tentang fasilitas produksi uap di Lapangan panasbumi dan fasilitas Pembangkit Listrik Tenaga Panasbumi. Penjelasan yang lebih rinci diberikan pada waktu kunjungan ke salah satu lapangan panasbumi yang terdapat di Jawa Barat.

8.1 Fasilitas Produksi Uap

Seperti halnya di lapangan minyak dan gas, fasilitas produksi tergantung dari jenis fluida yang mengalir dari sumur, tetapi secara garis besar komponen utamanya adalah sumur, kepala sumur, separator (untuk fluida dua fasa), silencer dan pipa alir permukaan. Disamping itu juga digunakan pompa, berbagai jenis penyangga pipa (support), loops, kompensator, condensate traps untuk membuang kondensat yang terbentuk di pipa alir uap karena adanya panas yang hilang, serta peralatan-peralatan untuk mengukur laju alir fluida, temperatur dan tekanan, yang semuanya akan dibahas pada bab ini.

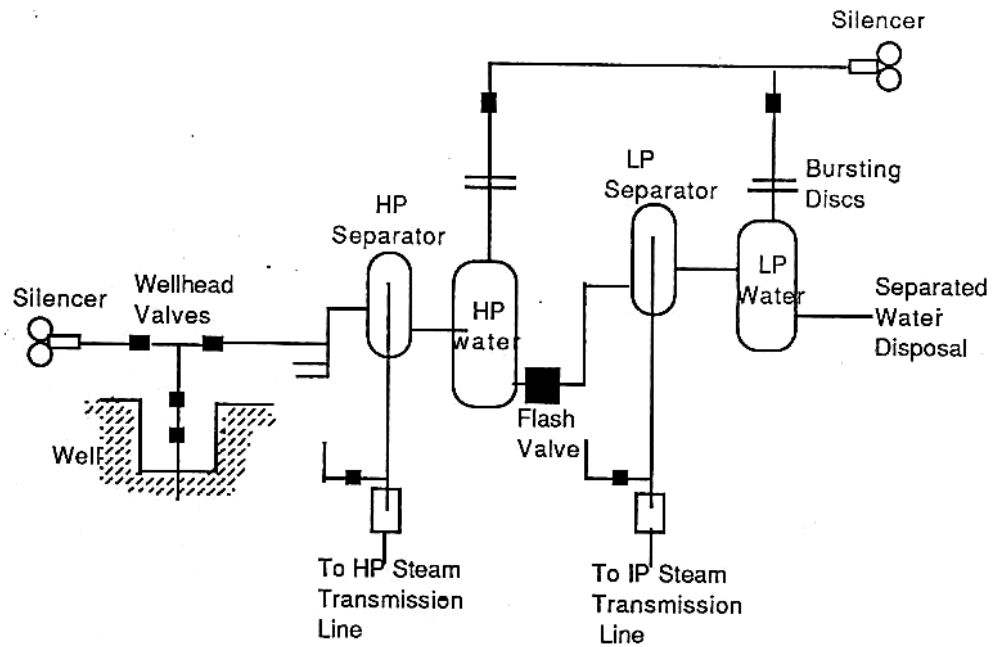
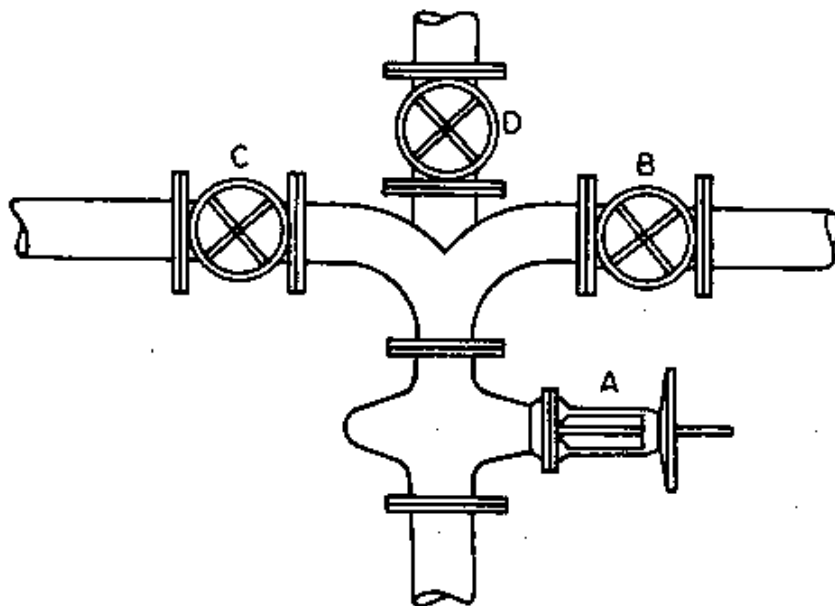
8.1.1 Sumur

Berbeda dengan sumur minyak, sumur panasbumi tidak menggunakan tubing dan juga tidak diperforasi. Sumur panasbumi umumnya menggunakan serangkaian casing yang berukuran 20", 13 3/8", 9 5/8" dan bagian bawahnya (dimuka zona produksi) dibiarkan terbuka atau menggunakan liner berukuran 7" (Gambar 8.1). Namun beberapa tahun terakhir ini banyak sumur yang dibor dengan diameter lebih besar, dengan menggunakan serangkaian casing berukuran 30", 20", 13 3/8" dan 9 5/8". Menurut Dobbie (1995), biaya pemboran sumur besar kira-kira 25% lebih mahal tetapi laju produksinya bisa 50% lebih besar dari sumur berdiameter standard. Hal tersebut tentunya sangat tergantung dari besarnya permeabilitas batuan. Di beberapa lapangan yang mempunyai permeabilitas batuan besar, misalnya lapangan Awibengkok-Gn. Salak, sumur dengan diameter besar berproduksi beberapa kali lebih besar dari sumur berukuran standard. Namun hasil studi yang dilakukan penulis menunjukkan bahwa perbedaan produksi dari sumur berdiameter besar dan berdiameter kecil bisa saja relatif kecil (kurang dari 10%) apabila permeabilitas batuannya relatif kecil.

Wellpads atau area tempat sumur-sumur produksi atau injeksi di lapangan panasbumi biasanya satu sama lain berjarak 1 sampai 2 km. Sumur-sumur injeksi biasanya dibor ditempat yang mempunyai elevasi lebih rendah dari sumur-sumur produksi, agar air yang akan diinjeksikan dapat mengalir karena gravitasi sehingga tidak diperlukan pompa.

Gambar 8.1

Skema Rangkaian Pipa Selubung di Sumur Panasbumi

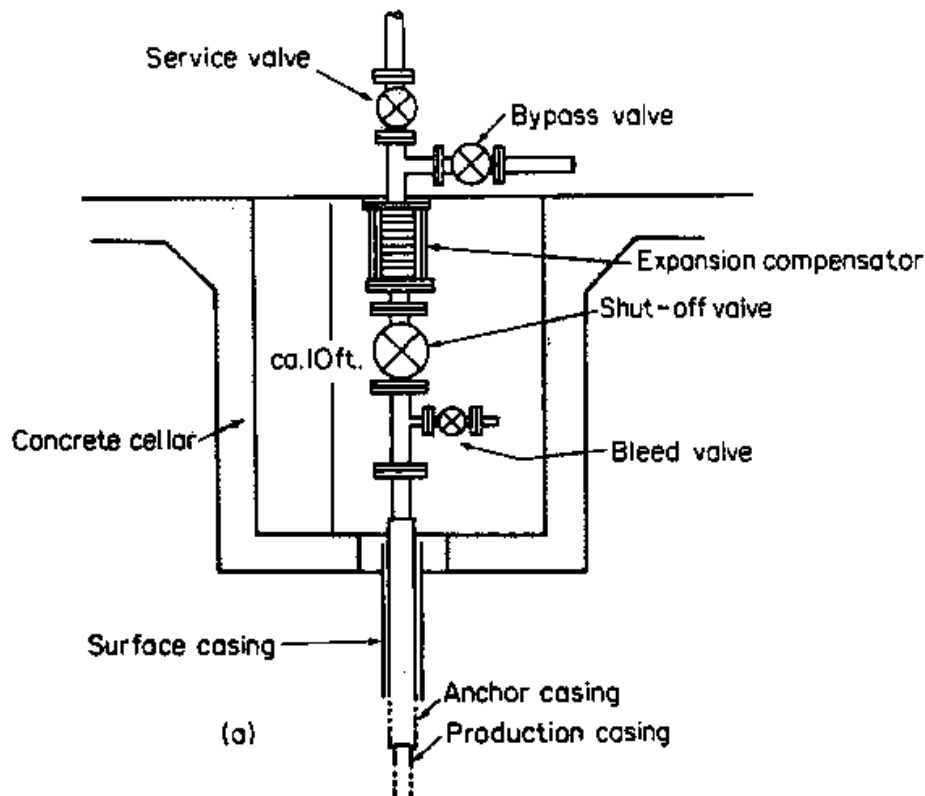
8.1.2 Kepala Sumur dan Valves

Seperti halnya sumur-sumur minyak dan gas, di sumur panasbumi juga dipasang beberapa valve untuk mengatur aliran fluida. Valve-valve tersebut ada yang dipasang diatas atau didalam sebuah lubang yang dibeton (concrete cellar). Umumnya di sebuah kepala sumur ada empat buah valve, yaitu *master valve* atau *shut off valve, service valve, by pass valve* dan *bleed valve*, yang masing-masing diperlihatkan pada Gambar 8.3. Rangkaian valve pada gambar tersebut serupa dengan yang digunakan di lapangan the Geyser (USA) yang sumur-sumurnya menghasilkan uap kering, seperti halnya sumur-sumur di lapangan Kamojang dan Darajat. Sebagai perbandingan pada Gambar 8.4 diperlihatkan secara skematis rangkaian valve di lapangan Wairakei (New Zealand) yang menghasilkan fluida dua fasa, yaitu campuran uap-air. Valve A adalah valve utama, atau lebih dikenal sebagai *Master Valve* atau *Shut off Valve*, yaitu valve yang digunakan untuk menutup sumur atau mengisolasi sumur untuk keperluan perawatan. Valve B adalah *service valve*, yaitu valve yang digunakan untuk mengatur aliran fluida yang akan dimanfaatkaan.

Gambar 8.2
Contoh Penempatan Valves di Suatu Lapangan Panasbumi

Gambar 8.3

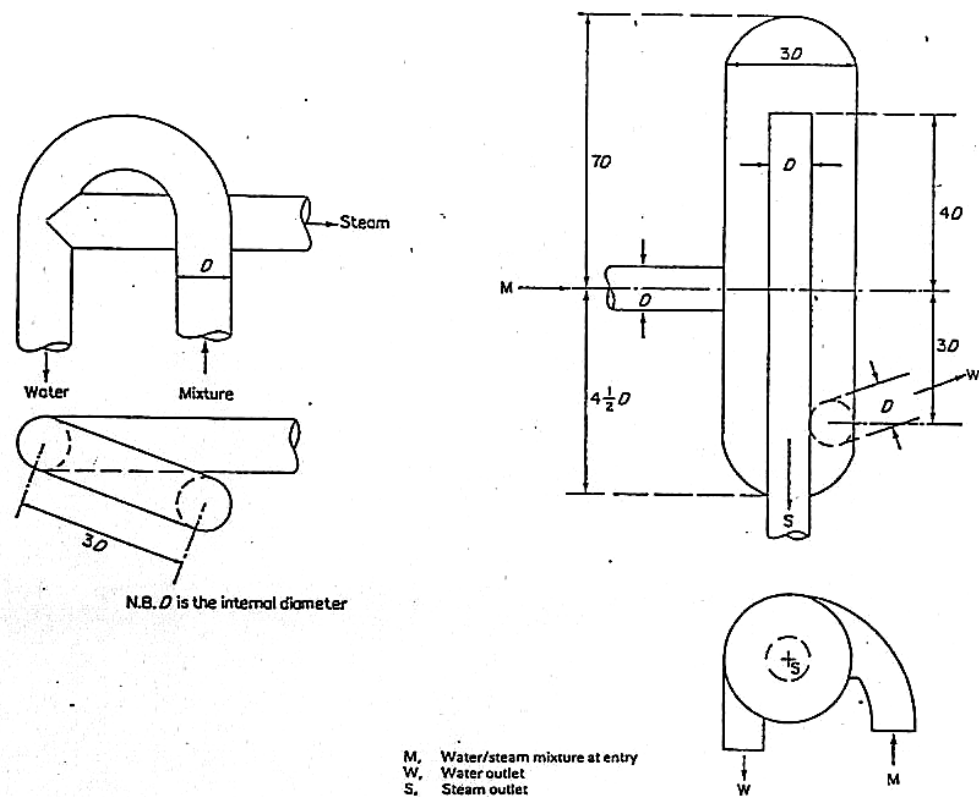
Contoh Rangkaian Valves di Kepala Sumur Uap Kering

Valve C adalah *by pass valve*, yaitu valve yang digunakan untuk mengatur aliran fluida ke silencer atau tempat penampungan air (pembuangan). Valve D adalah untuk memungkinkan peralatan atau reamer diturunkan secara vertikal.

Disamping jenis-jenis valve tersebut diatas, sumur panasbumi biasanya dilengkapi dengan *bleed valve*, yaitu valve yang digunakan untuk menyemburkan fluida ke udara dengan laju alir sangat kecil (bleeding), pada saat fluida sumur tidak diproduksikan. Fluida perlu dikeluarkan dengan laju alir sangat kecil agar sumur tetap panas dan gas tidak terjebak didalam sumur. Dengan membuang sedikit fluida terjadinya *thermal shock* atau perubahan panas secara tiba-tiba yang disebabkan karena pemanasan dan pendinginan dapat dihindarkan.

Disamping jenis-jenis valve tersebut diatas, ada beberapa jenis valve lainnya antara lain *ball float valve* yang ditempatkan di pipa transmisi uap. *Ball float valve* merupakan valve pengaman dari kemungkinan terbawanya air kedalam pipa alir uap. Bila ada air yang terbawa, bola akan naik dan menghentikan aliran. Kenaikan tekanan akan menyebabkan *bursting disc* pecah dan mengalihkan aliran ke silencer.

Gambar 8.4
Contoh Rangkaian Valves di Lapangan Wairakei
(Lapangan Panasbumi Dominasi Air)

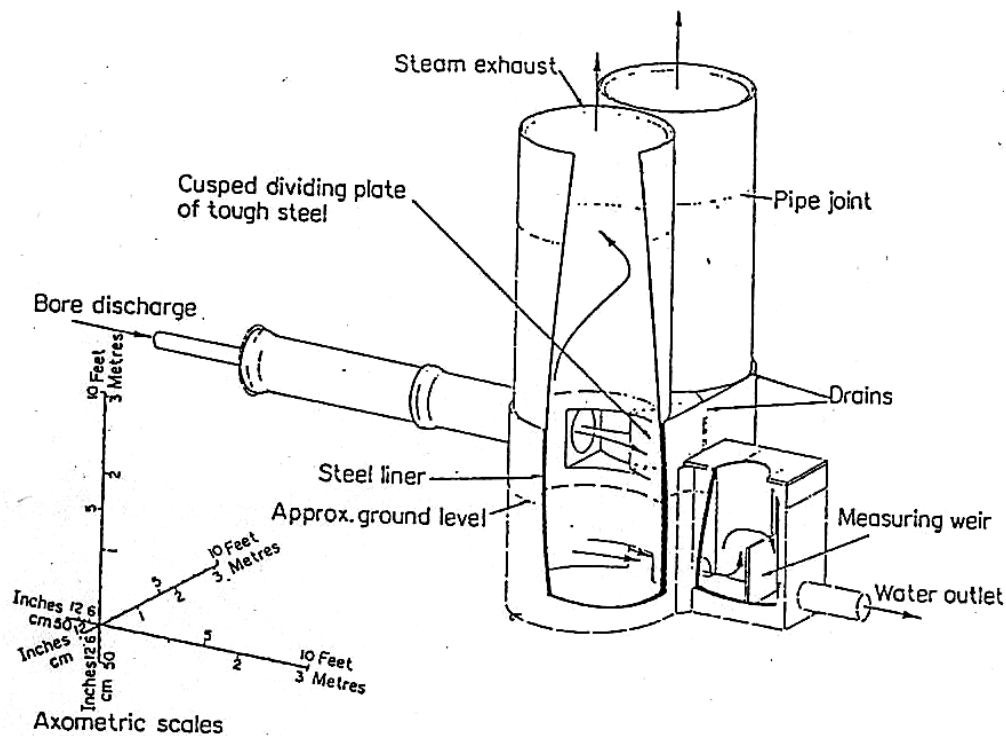
8.1.3 Separator

Apabila fluida sumur berupa campuran uap-air (fluida dua fasa), maka uap dan air dipisahkan dalam separator. Pada waktu dulu, separator yang sering digunakan adalah yang berbentuk lengkungan "U" seperti diperlihatkan pada Gambar 8.5. Campuran uap-air bila dialirkan melalui pipa dengan tekukan 180^{o}C diharapkan akan mendapatkan gaya sentrifugal yang sangat tinggi yang melempar fluida kearah dinding sehingga akan terpisah menjadi fasa uap dan fasa cair. Air akan terlempar ke dinding sedangkan uap akan mengisi bagian tengah pipa. Pemisahan dengan cara ini kurang baik, karena kandungan air didalam uap yang keluar dari separator masih tinggi dimana dryness hanya sekitar 50-60%.

Gambar 8.5
Separator Berbentuk "U"danWebre Cyclone Separator

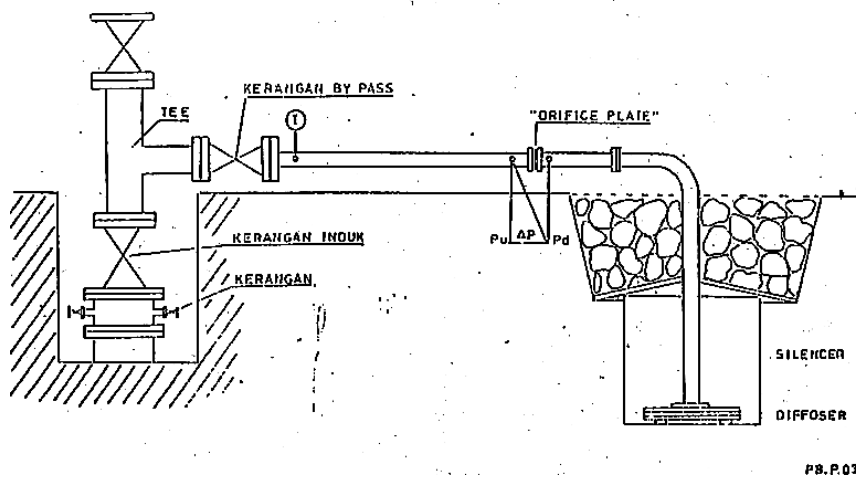
Berbagai jenis separator telah dibuat, tetapi yang paling sering digunakan saat ini adalah *Webre cyclone separator*, karena paling murah dan efisien. Inlet spiral memberikan efisiensi pemisahan yang lebih tinggi. Dengan separator jenis ini uap yang keluar dari separator bisa mempunyai dryness yang sangat tinggi, lebih dari

99%. Efisiensi dari separator ini berkurang apabila kecepatan fluida masuk kedalam separator lebih dari 50 m/detik.

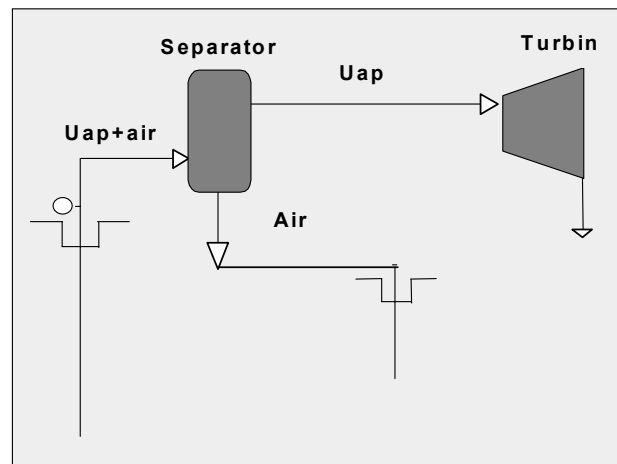
8.1.4 Silencer

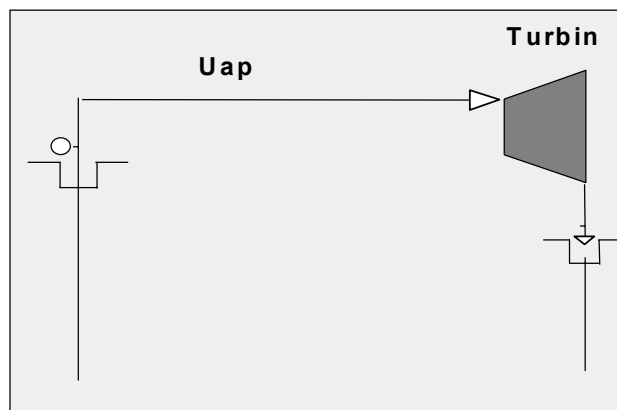
Apabila fluida dari sumur akan disemburkan untuk dibuang, fluida dari sumur akan menimbulkan kebisingan yang luar biasa hingga dapat memekakan telinga dan bahkan tanpa perlindungan yang baik dapat menyebabkan rusaknya pendengaran. Untuk mengurangi kebisingan dan pada waktu yang sama juga mengontrol aliran fluida yang akan dibuang, fluida biasanya dialirkan melalui silencer atau peredam suara. Bagian atas dari silencer dibiarkan terbuka sehingga silencer sering disebut atmospheric separator. Disain silencer sederhana seperti diperlihatkan pada Gambar 8.6, yang dirakit di New Zealand dan digunakan di lapangan Wairakei (dominasi air) sering di gunakan di lapangan panasbumi lain. Silencer berupa silinder yang diberi pelapis untuk mengedap suara yang bagian atasnya terbuka.

Gambar 8.6a
Skema Silencer yang Digunakan di Lapangan Wairakei

Gambar 8.6b
Contoh Silencer yang Digunakan di Lapangan Wairakei

Apabila fluida dari sumur berupa uap kering, silencer yang digunakan biasanya berupa lubang yang diisi dengan batuan yang mempunyai ukuran dan bentuk beraneka ragam. Sebagai illustrasi pada Gambar 8.7 diperlihatkan silencer jenis ini yang digunakan di lapangan panasbumi Kamojang.

Gambar 8.7
Contoh Silencer di Lapangan Kamojang (Lapangan Panasbumi Dominasi Uap)

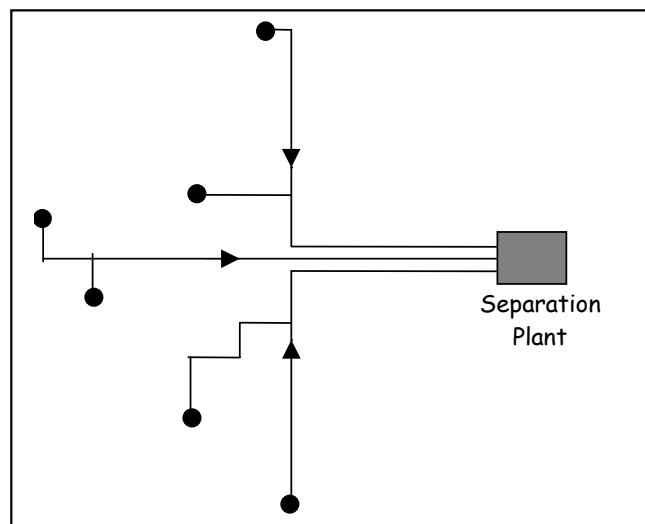
8.1.5 Pipa Alir

Pipa alir di lapangan panasbumi terdiri dari pipa alir uap, pipa alir air dan pipa alir uap-air apabila fluida dari sumur terdiri dari dua fasa. Di lapangan panasbumi dominasi air, pipa alir dua fasa (campuran uap-air) dimulai dari sumur hingga ke separator, sedangkan pipa alir uap membentang dari separator hingga ke turbin dan pipa alir air dari membentang dari separator hingga ke sumur injeksi. Disamping itu juga terdapat pipa alir kondesat untuk mengalirkan kondensat dari PLTP hingga ke sumur injeksi (Gambar 8.8).

Gambar 8.8
Skema Rangkaian Pipa Alir di Lapangan Panasbumi Dominasi Air

Pipa alir di lapangan panasbumi dominasi uap lebih sederhana, terdiri dari pipa alir uap yang membentang mulai dari sumur hingga ke turbin dan apabila di lapangan tersebut dilakukan injeksi maka akan terdapat pipa alir atau pipa alir kondensat (Gambar 8.9).

Gambar 8.9
Skema Rangkaian Pipa Alir di Lapangan Panasbumi Dominasi Uap

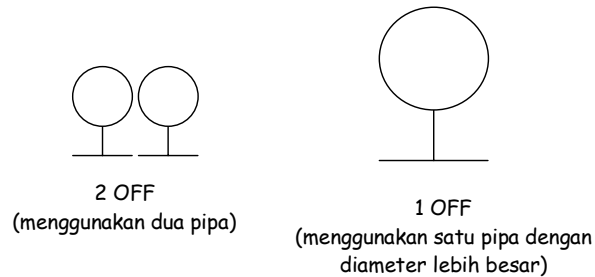
8.1.5.1 Pipa Alir Dua-Fasa

Di beberapa lapangan, misalnya di lapangan Awibengkok-Gn. Salak, jarak antara separator dengan kepala sumur sangat pendek sekali, sekitar 100-200 meter. Bahkan di lapangan Wairakei, separator jaraknya hanya beberapa meter dari kepala sumur. Dalam hal tersebut diatas, sebuah separator hanya memisahkan fasa uap dan air dari satu sumur.

Separator bisa saja didisain untuk memisahkan fasa uap dan air dari sejumlah sumur, seperti halnya di lapangan Ohaaki (NZ). Dalam hal ini diupayakan agar separator terletak di tengah-tengah, agar ke semua sumur tidak terlalu besar perbedaannya. Dalam hal ini, pipa alir dua-fasa cukup panjang (Gambar 8.10).Dalam hal ini, jarak antara sumur dengan separator cukup jauh, di lapangan Ohaaki (NZ) misalnya panjang pipa dua fasa bervariasi dari 50 s/d 800 meter.

Gambar 8.10

Ukuran pipa alir dua fasa tergantung pada banyak faktor, antara lain pada besarnya laju alir masa, kehilangan tekanan yang diizinkan, kecepatan yang diizinkan. Contoh:

- Di lapangan Ohaaki (NZ) : 250 – 500 mm
- Di lapangan Te Mihi (NZ) : 1000 mm

Ada dua alternatif pemasangan pipa, yaitu sebagai berikut:

Gambar 8.11
Alternatif Pemasangan Pipa Permukaan

Di lapangan Tongonan, misalnya, digunakan dua pipa dengan alasan sebagai berikut:

- Bila ada problem scaling di pipa yang satu, pipa yang lain bisa dipakai.
- Ada dua options (pilihan) untuk route pipa.
- Untuk mengurangi risiko ketidakstabilan tanah.

Sebagai ilustrasi harga pipa alir dua fasa pada tahun 1996 menurut *Kingston Morison Ltd.*untuk Class 600, 6895 kPag 288^{o}C adalah sebagai berikut:

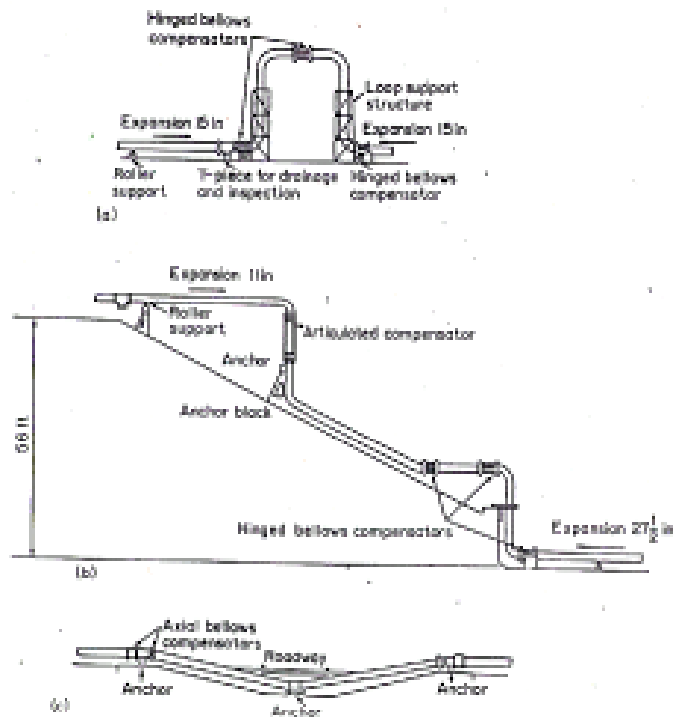
- 2 OFF 250 NB (XS) US$ 770/m
- 1 OFF 350 NB (SCH80) US$ 580/m

Perencanaan pipa alir dua fasa perlu dilakukan dengan baik. Terjadinya slug flow di pipa alir dua fasa sedapat mungkin dihindarkan, dengan mengatur sistim pemipaan, khususnya di tempat-tempat dengan perubahan elevasi yang cukup besar.

8.1.5.2 Pipa Alir Uap

Pipa alir uap umumnya relatif lebih panjang dari pipa alir dua fasa. Misalnya di lapangan Wairakei, panjang pipa ada yang sampai 5 km. Disamping itu, diameter pipa alir uap umumnya lebih besar dari pipa alir dua fasa (diameter pipa 400-1200 mm). Harga pipa alir uap juga lebih mahal.

Sebagai ilustrasi harga pipa alir uap pada tahun 1996 menurut *Kingston Morison Ltd.*untuk Class 150, 1379 kPag 204^{o}C

- 2 OFF 600 NB (STD WT) US$ 980/m
- 1 OFF 900 NB (XS) US$ 750/m

Gambar 8.12
Contoh Pengaturan Pipa di Lapangan

Untuk menentukan route pipa disarankan untuk menggunakan peta 1:5000 dan 1:1000 untuk peta topografi. Hal-hal yang harus dipertimbangkan dalam memilih route pipa adalah:

- Jalan masuk ke lokasi pemboran
- Tanah/daerah yang panas dan tidak stabil
- Perubahan elevasi
- Jalan dan penggunaan lahan disekitarnya
- Saluran pembuangan

8.1.6 Insulator

Untuk menghindarkan kehilangan panas yang berlebihan, pipa alir uap harus selalu diinsulasi. Material yang digunakan sebagai bahan insulasi sangat beragam baik bentuk, ukuran, ketebalan dan jenis materialnya. Material yang banyak tersedia adalah:

- Mineral fibrous atau cellular: Alumina, asbestos, glass, perlite, rock, silica dll.
- Organik fibrous atau cellular: Cane, cotton, wood, cork.
- Cellular organik plastics: elastomer, polystyrene dll.
- Cements: insulating and/or finishing.

– Heat-reflecting metals: aluminium, nickel, stainless steel.

Bentuknya bisa berupa lembartan, block, cement, loose fill foil dll. Ketebalan dan konduktivitasnya juga beragam, tergantung jenis material.

Material yang digunakan untuk menginsulasi pipa perlu dilindungi lagi dengan material lain diluarnya (cladding) untuk melindungi insulator dari masuknya air, kerusakan secara mekanis, degradasi ultraviolet dll. Cladding dapat berupa cat, asphaltic, resinous atau polymeric) atau material lain seperti seperto plastic, metal dll. Metal claddings harus lebih tahan, tidak memerlukan banyak perawatan dan dapat mengurangi panas yang hilang.

Pemilihan jenis material untuk insulasi dan cladding tergantung dari banyak faktor. Untuk sistim temperatur sedang sampai tinggi biasanya digunakan cellular atau fibrous materials. Di lapangan Ohaaki pipa diinsulasi dengan fibreglass atau calcium silicate dengan ketebalan 65 mm dan luarnya diselubungi lagi dengan aluminium atau fibreglass reinforced plastic (FRP) untuk fitting dan valves.

Di lapangan Tiwi (Phillipine) pipa mulanya diinsulasi dengan calcium silicate dan kemudian dilindungi dengan aluminium cladding tapi kemudian diganti dengan FRP, karena aluminium dicuri dan dijual, tapi FRP pun sering dicuri karena merupakan material yang baik untuk atap rumah. Calcium Silicate kemudian juga diganti dengan Perlite-Permacrete yang tidak mudah dibongkar. Pengerjaannya memerlukan banyak tenaga kerja sehingga tidak tepat bila digunakan di negara-negara yang upah tenaga kerjanya tinggi.

8.1.7 Condensate Traps (Condensate Pots)

Meskipun pipa telah diselubungi dengan insulator, tetapi kondensasi biasanya masih tetap terjadi di dalam pipa alir uap. Kehilangan panas harus diupayakan seminimal mungkin agar kondensat yang masuk ke turbin masih dalam batas yang dizinkan sehingga turbin tidak cepat rusak. Untuk itu pipa alir uap umumnya dilengkapi dengan sejumlah *condensate traps*, untuk membuang kondensat yang terbentuk disepanjang pipa. Dalam merencanakan pipa alir uap, kehilangan tekanan dan kehilangan panas yang terjadi disepanjang pipa harus diperkirakan dengan memperhitungkan adanya masa yang hilang karena keluar melalui *condensate traps.*

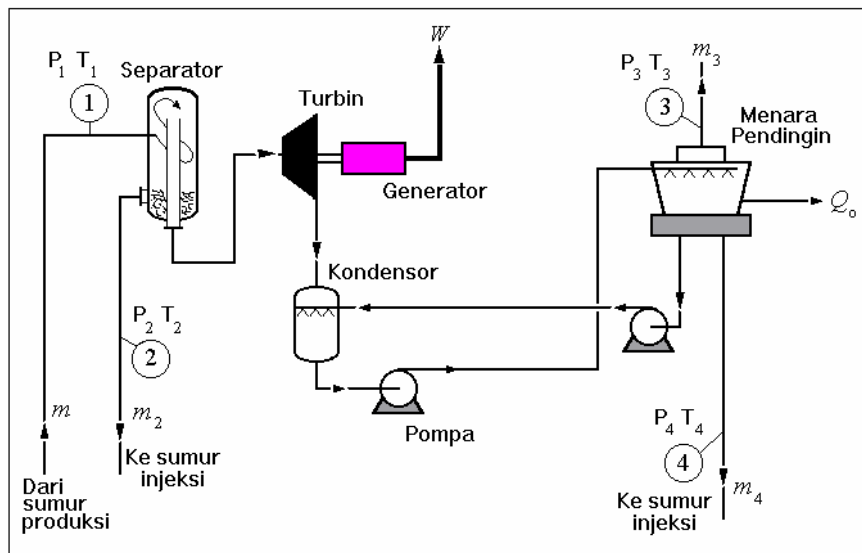
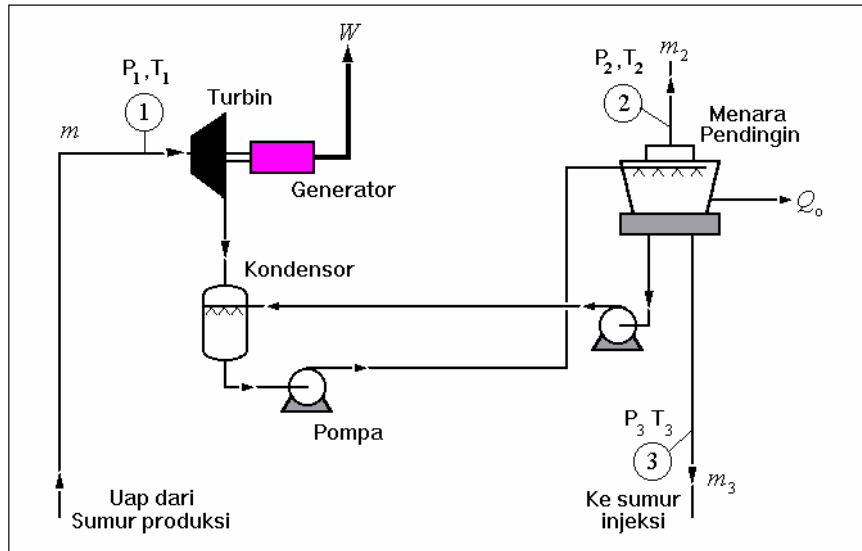
Condensate traps biasanya dipasang di pipa alir uap dengan interval tertentu, seperti halnya di lapangan Kamojang.

Untuk menjaga agar kadar kondensat yang masuk ke turbin relatif rendah, agar tidak merusak turbin, pipa alir uap umumnya dilengkapi dengan condensate traps (pembuang kondensat).

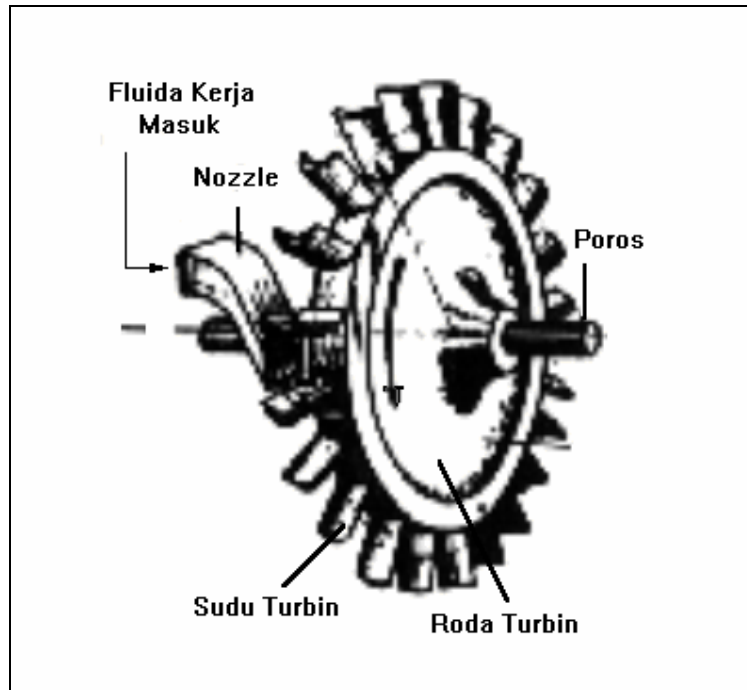
Karena lapangan panasbumi umumnya terletak di pegunungan maka route pipa harus ditentukan dengan memperhitungkan topografi. Untuk mengantisipasi pergerakan pipa (karena pemuaian akibat temperahur tinggi) digunakan loops dan support (penyangga pipa) sepetti counter weight support, roller support dan sliding support. Penempatan loops dan support perlu memperhitungkan kemiringan tanah dan kemungkinan tejadinya gempa. Untuk membatasi pergerakan pipa ke satu atau dua arah saja digunakan guides .

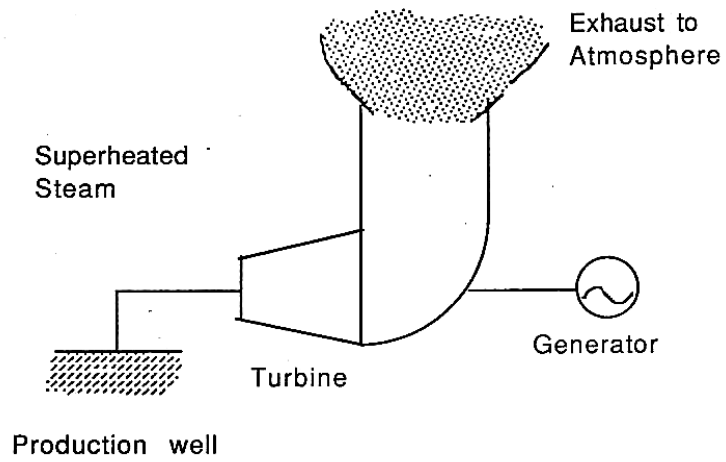
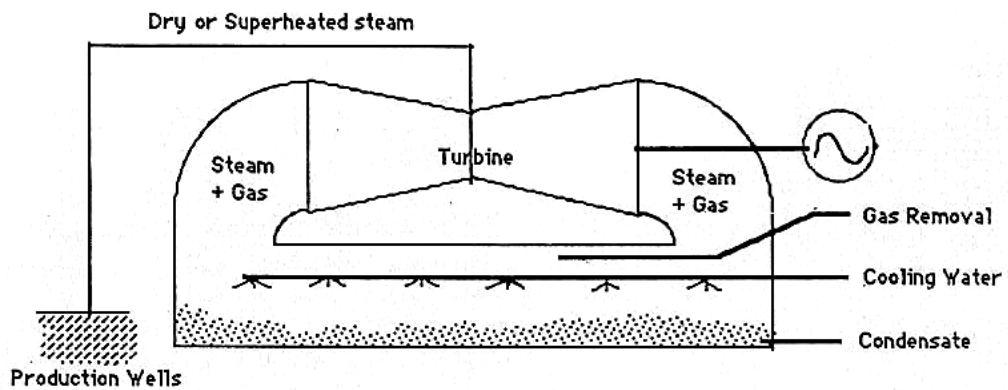
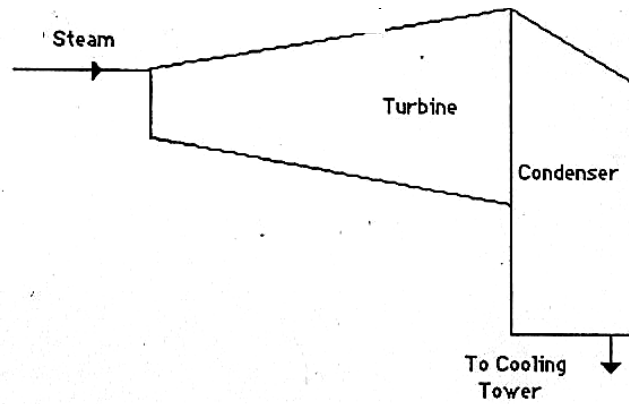
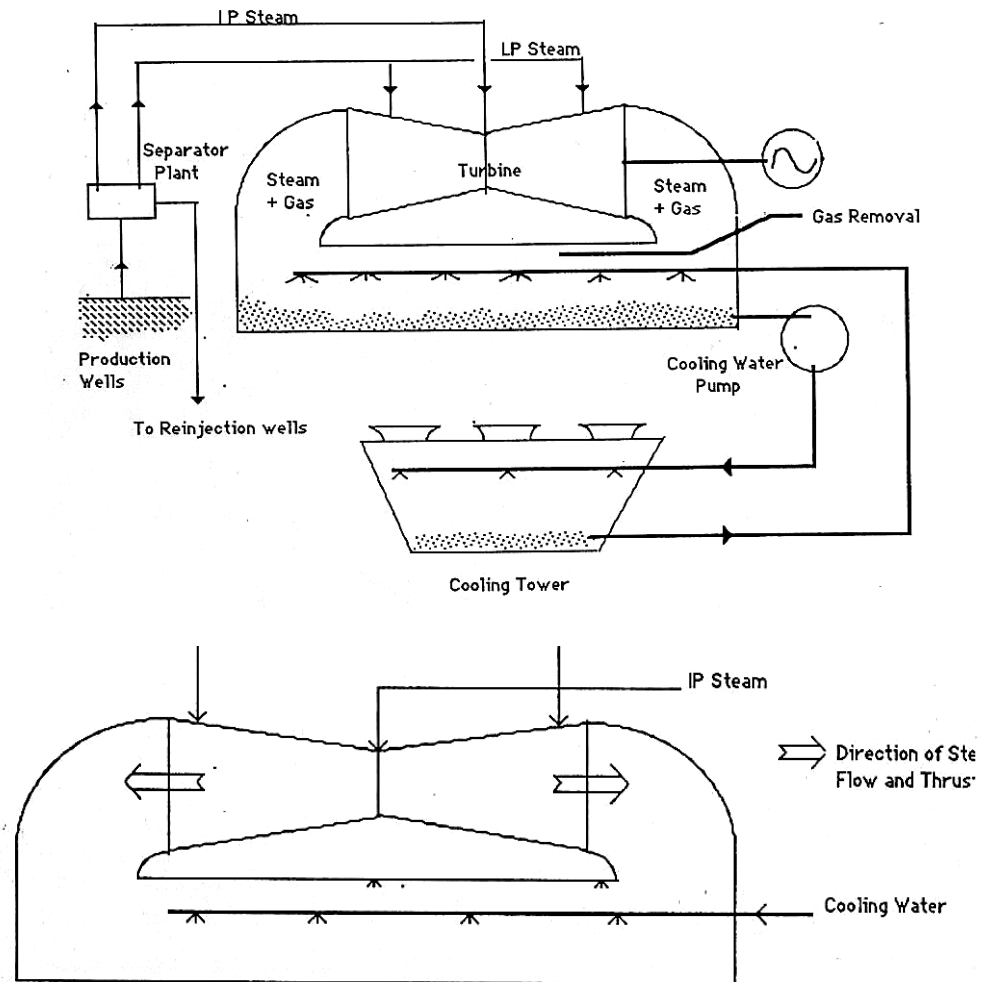
8.2 Fasilitas Pembangkit Listrik Tenaga Panasbumi

Pembangkit Listrik Tenaga Panasbumi (PLTP) pada prinsipnya sama seperti Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU), hanya pada PLTU uap dibuat di permukaan menggunakan boiler, sedangkan pada PLTP uap berasal dari reservoir panasbumi. Apabila fluida di kepala sumur berupa fasa uap, maka uap tersebut dapat dialirkan langsung ke turbin, dan kemudian turbin akan mengubah energi panas bumi menjadi energi gerak yang akan memutar generator sehingga dihasilkan energi listrik. Apabila fluida panas bumi keluar dari kepala sumur sebagai campuran fluida dua fasa (fasa uap dan fasa cair) maka terlebih dahulu dilakukan proses pemisahan pada fluida. Hal ini dimungkinkan dengan melewatkan fluida ke dalam separator, sehingga fasa uap akan terpisahkan dari fasa cairnya. Fraksi uap yang dihasilkan dari separator inilah yang kemudian dialirkan ke turbin.

Gambar 8.13a
Skema Fasilitas Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU)

Gambar 8.13b
Skema Fasilitas Pembangkit Listrik Tenaga Panasbumi (PLTP)

8.2.1 Turbin

Turbin adalah suatu mesin penggerak dimana energi fluida kerja, dalam hal ini adalah uap, dipergunakan langsung untuk memutar roda turbin. Bagian turbin yang berputar dinamakan roda turbin. Roda turbin ini terletak didalam rumah turbin. Roda turbin memutar poros yang menggerakan atau memutar bebannya, yang dalam hal ini adalah generator listrik.

Gambar 8.14
Roda & SuduTurbin Uap

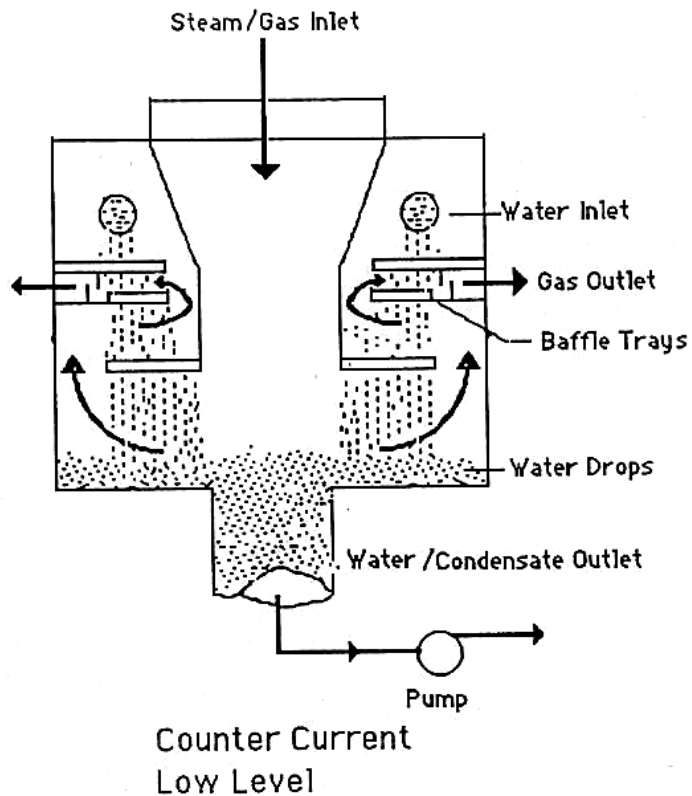
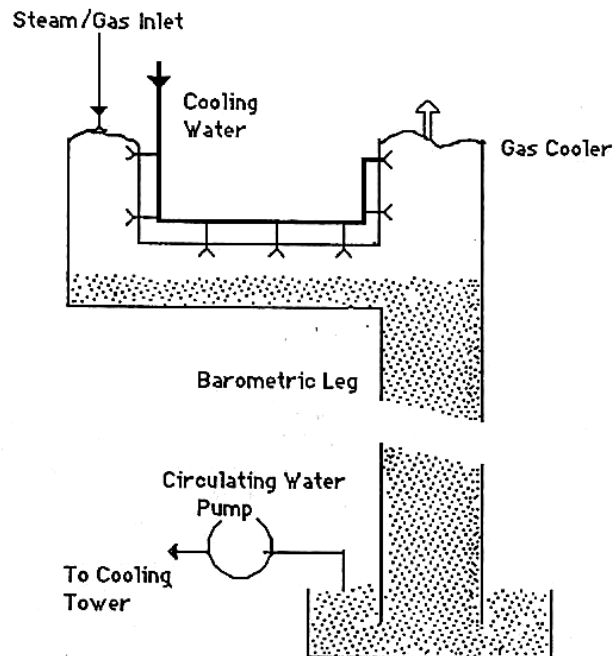
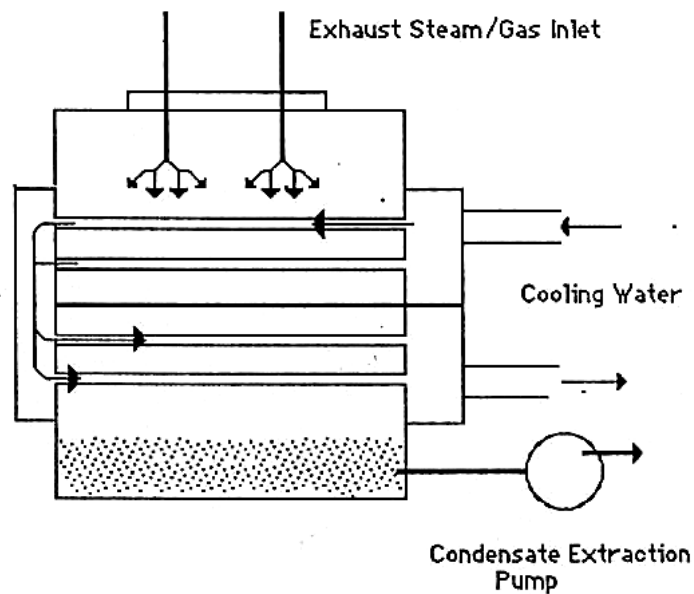
Pada dasarnya, dikenal dua jenis turbin : turbin dengan tekanan keluaran sama dengan tekanan udara luar (*Atmospheric Exhaust/Back Pressure Turbine*) selanjutnya disebut turbin tanpa kondenser dan turbin dengan kondenser (*Condensing Unit Turbine*). Pada turbin tanpa kondenser fluida yang keluar dari turbin langsung dibuang ke udara, sedangkan pada turbin dengan kondenser fluida yang keluar dari turbin dialirkan ke kondenser untuk dikondensasikan.

Gambar 8.15
Atmospheric Exhaust/Back Pressure Turbin

Gambar 8.16
Condensing Unit Turbin

Gambar 8.17
Double Flow Turbin

8.2.2 Condenser

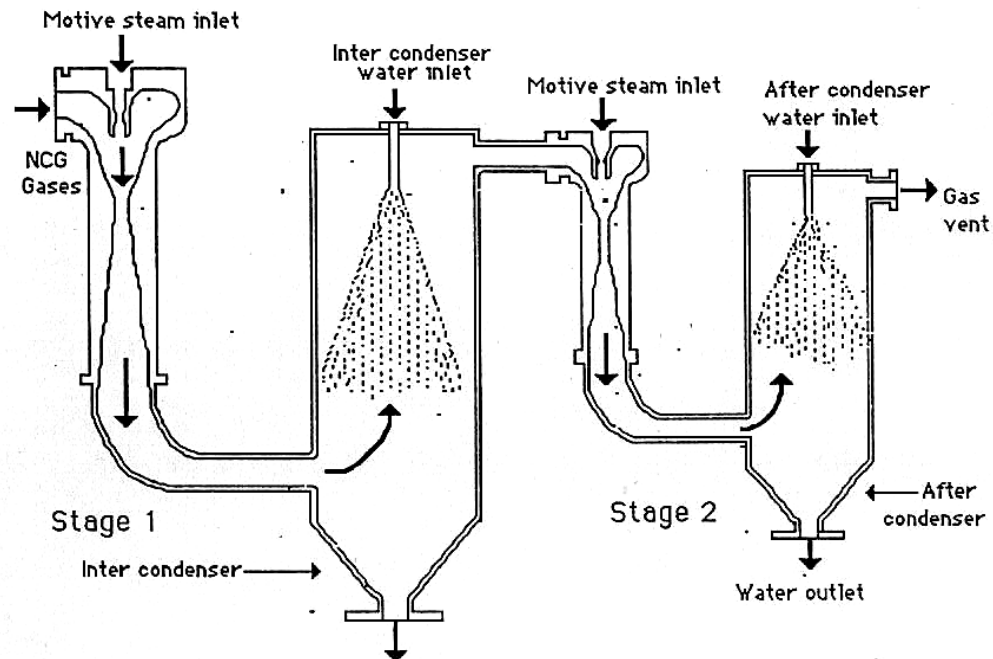
Fungsi dari kondenser adalah untuk menciptakan tekanan vakum (tekanan dibawah tekanan atmosfer). Proses terjadinya kondisi vakum ini adalah secara termodinamik dan bukan secara mekanik. Hal ini dimungkinkan karena setelah fluida keluar dari turbin yang sebagian besar masih berupa uap akan bercampur dengan air dingin di kondenser akan mencapai kesetimbangan masa dan energi. Seperti kita ketahui, uap memiliki volume ratusan kali lipat dari air atau dapat juga dikatakan bahwa pada volume yang sama, air akan memiliki masa ratusan kali lipat dari uap. Sehingga jika uap dalam masa tertentu mengisi seluruh ruangan dalam kondenser kemudian disemprotkan air maka uap akan menyusut volumenya karena sebagian atau seluruh uap berubah menjadi air (tergantung jumlah air yang disemprotkan) yang memiliki

volume jauh lebih kecil. Akibat penyusutan volume uap dalam kondenser tersebut akan mengakibatkan kondisi ruangan dalam kondenser menjadi vakum.

Derajat kevakuman yang didapat bergantung pada kandungan gas yang tidak dapat terkondensasi, kebersihan permukaan tabung kondenser dan yang paling penting adalah temperatur kondensasi dari uap yang dipengaruhi temperatur fluida pendingin yang tersedia.

Ada dua jenis kondensor, yaitu (a) *direct contact or jet condenser dan (b) surface condenser*. Pada *direct contact condens*er, uap yang keluar dari turbin langsung bersentuhan dengan fluida pendingin (Gambar 8.18 dan 8.19). Sedangkan pada *surface condenser*, uap yang keluar dari turbin tidak bersentuhan langsung dengan fluida pendingin. Proses pendinginannya terjadi pada alat penukar kalor (heat exchanger) yang umumnya berupa *Shell and Tube Heat Exchanger*.

Gambar8.18
Skema Direct Contact/Jet Condenser
Jenis Counter Current Low Level

Gambar8.19
Skema Direct Contact/Jet Condenser
Jenis Cross Current Barometric Log

Gambar8.20
Skema Surface Condenser
(Double Pass Tubular Condenser)

8.2.3 Gas Exhauster

Untuk menjaga agar kondisi di condenser tetap vakum, maka on condensible gas harus dikeluarkan dari condenser. Salah satu cara yang dapat dilakukan adalah membuangnya dengan menggunakan steam jet ejector (Gambar 8.21)

Gambar8.21
Two Stage Ejector System

8.2.4 Sistem Pendingin

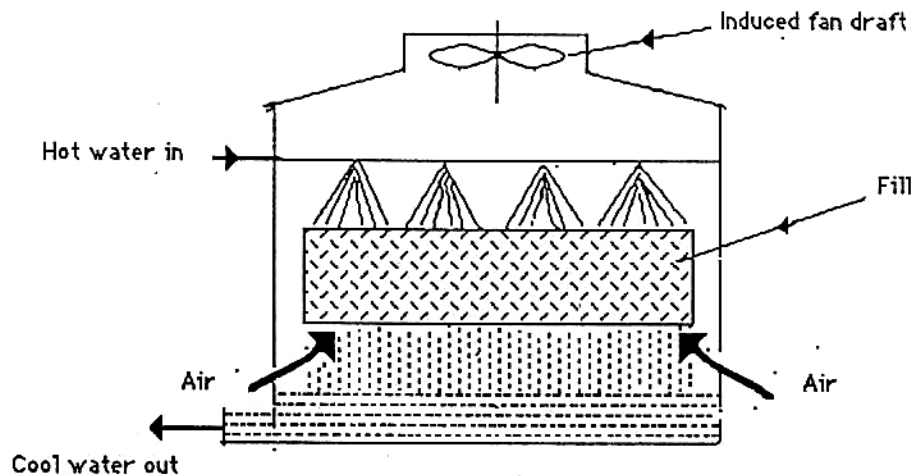
Cukup banyak air pendingin yang dibutuhkan oleh kondenser. Air dapat berasal dari air sungai, namun sungai-sungai yang terdapat tidak jauh dari lapangan panasbumi umumnya tidak cukup besar untuk menyerap panas. Cara yang lebih banyak digunakan adalah dengan menggunakan *cooling tower* (menara pendingin). Ada dua jenis *cooling tower*, yaitu

(a) Mechanical draft cooling tower (Gambar 8.22)

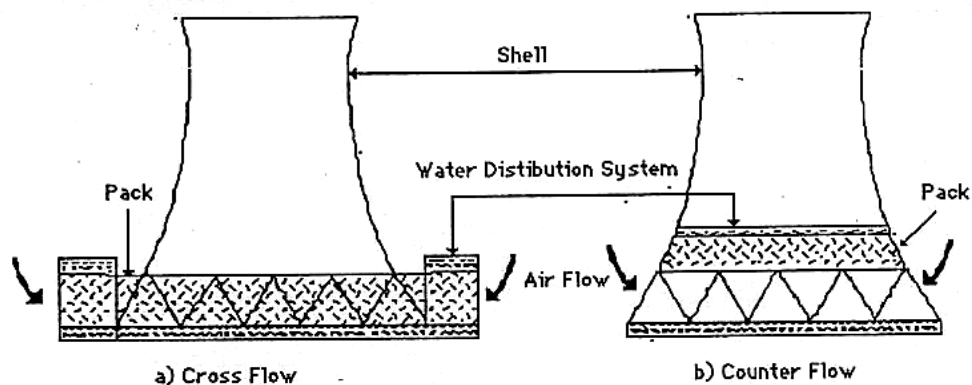
(b) Natural Draught Cooling Towers (Gambar 8.23)

8.2.4.1 Mechanical Draft Cooling Tower

Pada *mechanical draft cooling tower* air panas dari kondensor disemprotkan pada struktur kayu yang berlapis-lapis yang disebut *fill*. Pada saat air mengalir melalui *fill*, perpindahan panas akan terjadi dari air panas ke udara (dibagian atas dari cooling

tower ini terdapat kipas angin/fan). Air kemudian dipompakan kembali ke kondensor. Cooling tower jenis ini relatif murah dan fleksibel karena kecepatan kipas angin dapat diubah-ubah disesuaikan dengan kondisi udara luar dan beban turbin. Kelemahannya adalah konsumsi energi untuk menggerakan kipas angin relatif besar dan biaya perawatannya relatif tinggi.

Gambar 8.22
Mechanical draft cooling tower

8.2.4.2 Natural Draught Cooling Towers

Natural Draught Cooling Tower bekerja dengan prinsip yang sama dengan *mechanical draft cooling tower*, kecuali disini aliran udara pendingin tidak berasal dari fan, tapi dikarenakan bentuk dan tingginya cooling tower. Aliran bisa diatur searah maupun berlawanan arah.

Gambar 8.23
Natural Draught Cooling Towers

Cooling tower jenis ini relatif mahal dan dan tidak sefleksibel *mechanical draft cooling tower*. Salah satu keuntungannya adalah biaya perawatannya relatif rendah.

BAB IX

PENENTUAN DAYA LISTRIK

Pembangkit Listrik Tenaga Panasbumi (PLTP) pada prinsipnya sama seperti Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU), hanya pada PLTU uap dibuat di permukaan menggunakan boiler, sedangkan pada PLTP uap berasal dari reservoir panasbumi. Apabila fluida di kepala sumur berupa fasa uap, maka uap tersebut dapat dialirkan langsung ke turbin, dan kemudian turbin akan mengubah energi panas bumi menjadi energi gerak yang akan memutar generator sehingga dihasilkan energi listrik. Apabila fluida panas bumi keluar dari kepala sumur sebagai campuran fluida dua fasa (fasa uap dan fasa cair) maka terlebih dahulu dilakukan proses pemisahan pada fluida. Hal ini dimungkinkan dengan melewatkan fluida ke dalam separator, sehingga fasa uap akan terpisahkan dari fasa cairnya. Fraksi uap yang dihasilkan dari separator inilah yang kemudian dialirkan ke turbin.

Banyak sistem pembangkitan listrik dari fluida panas bumi yang telah diterapkan di lapangan, diantaranya:

1. Direct Dry Steam
2. Separated Steam
3. Single Flash Steam
4. Double Flash Steam
5. Multi Flash Steam
6. Brine/Freon Binary Cycle
   Brine/Isobutane Binary Cycle
7. Combined Cycle
8. Hybrid/fossil–geothermal conversion system

Bab ini membahas beberapa metoda yang digunakan untuk menentukan besarnya daya listrik yang dapat dibangkitkan oleh turbin uap. Metoda yang sama digunakan untuk menentukan konsumsi uap apabila kapasitas PLTP-nya telah diketahui/ditentukan.

9.1 PRINSIP-PRINSIP TERMODINAMIKA

Hukum I Termodinamika

Pada penerapan Hukum I Termodinamika dalam suatu proses, dibedakan antara sistem dan lingkungan. Bagian dimana proses tersebut berlangsung disebut sebagai sistem, sedangkan segala sesuatu di luar sistem disebut lingkungan. Hukum ini berlaku tidak hanya pada sistem saja tetapi juga pada lingkungan. Dalam bentuk dasar, dapat ditulis sebagai :

$$\Delta\,(\textit{energi sistem}) + \Delta\,(\textit{energi lingkungan}) = 0 \qquad (9.1)$$

Jika antara sistem dan lingkungan tidak terjadi perpindahan massa, maka sistem dikatakan tertutup dan massa konstan. Untuk sistem seperti ini, semua energi yang berpindah antara sistem dan lingkungan berbentuk panas dan kerja, sehingga persamaan (9.1) dapat dijabarkan menjadi :

$$\Delta \ (\textit{energi lingkungan}) = \pm Q \pm W \qquad (9.2)$$

$$\Delta \ (\textit{energi sistem}) = \Delta U + \Delta Ek + \Delta Ep \qquad (9.3)$$

Bila panas bernilai positif untuk panas yang masuk sistem dan kerja bernilai positif untuk kerja yang dilakukan sistem, maka :

$$\Delta U + \Delta Ek + \Delta Ep = Q - W \qquad (9.4)$$

Berarti bahwa perubahan energi total sistem sama dengan panas yang ditambahkan pada sistem dikurangi oleh kerja yang dilakukan sistem.

Persamaan di atas berlaku untuk perubahan yang terjadi pada sistem tertutup. Sistem tertutup juga seringkali menjalankan proses dimana tidak ada perubahan energi potensial dan kinetik sehingga persamaan (9.4) menjadi :

$$\Delta U = Q - W \qquad (9.5)$$

Proses Aliran Steady State

Persamaan (9.5) terbatas pemakaiannya pada proses dengan massa konstan dimana hanya terjadi perubahan energi dalam saja. Untuk proses-proses pada industri yang melibatkan aliran mantap melalui peralatan-peralatan diperlukan penjabaran Hukum I Termodinamika yang lebih umum. Keadaan mantap berarti bahwa kondisi pada semua titik dalam peralatan konstan terhadap waktu. Sehingga persamaan (9.4) kemudian menjadi :

$$\Delta H + \frac{\Delta V^2}{2} + g\,\Delta z = Q - W \qquad (9.6)$$

Pada penerapannya secara termodinamika, energi potensial dan energi kinetik sangatlah kecil dibandingkan dengan elemen yang lainnya dan dapat diabaikan. Selain itu, pada turbin semua perpindahan panas diabaikan sehingga persamaan (9.6) berubah menjadi :

$$\Delta H = -W \qquad (9.7)$$

dimana kerja turbin (ditandakan dengan minus) masih dalam dasar unit massa yang mengalir. Dengan memasukkan variabel m (massa) maka persamaan (9.7) dapat ditulis menjadi :

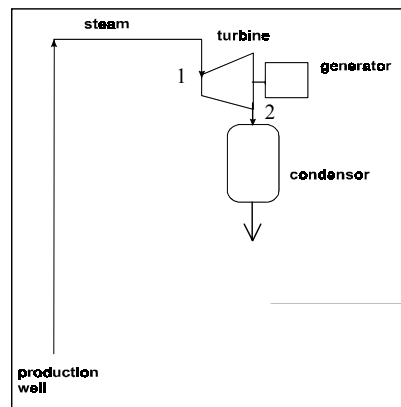
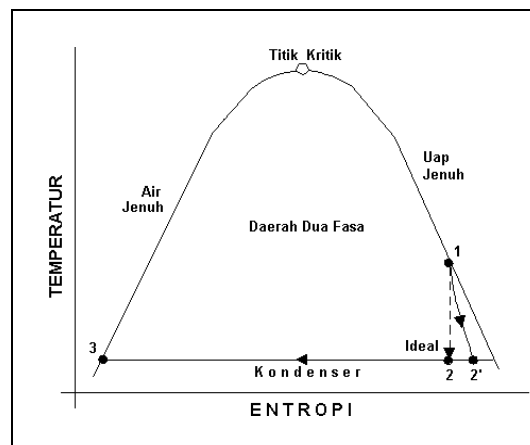
$$W = m\ (h_1 - h_2) \qquad (9.8)$$

dimana:

W = kerja/daya turbin (kW)
m = massa (kg/s)
h_1 = entalpi uap yang masuk kedalam turbin (kJ/kg)
h_2 = entalpi uap yang meninggalkan turbin (kJ/kg)

Persamaan inilah yang kemudian akan dipakai selanjutnya pada perhitungan daya turbin.

9.2 SIKLUS UAP KERING (*DIRECT DRY STEAM CYCLE*)

Sistem konversi fluida uap kering merupakan sistem konversi yang paling sederhana dan paling murah. Uap kering langsung dialirkan menuju turbin kemudian setelah dimanfaatkan, uap dapat dibuang ke atmosfir (turbin *atmospheric exhaust turbine* atau dialirkan ke kondensor (*condensing turbine*).

Gambar 9.1
Skema Diagram Siklus Uap Kering

Gambar 9.2
Diagram T - S Untuk Sistem Konversi Uap Kering

Pada sistem konversi uap kering, kerja yang dihasilkan turbin ditentukan dengan menggunakan persamaan (9.8) .

Pada Gambar 9.1 dan Gambar 9.2, titik 1 fasa fluida panas bumi berupa uap sedangkan pada titik 2 fluida berupa dua fasa. Proses yang dijalani fluida dari titik 1 ke titik 2 dianggap proses isentropik sehingga entropi pada titik 1 sama dengan entropi pada titik 2, sehingga :

$$S_1 = S_2 \tag{9.9}$$

$$S_1 = S_{f2} + X_2 \; S_{fg2} \tag{9.10}$$

Untuk harga tekanan atau temperatur yang ditentukan, harga-harga entropi dan entalpi bisa didapat dari tabel uap. Sehingga dari persamaan (9.10) didapat harga x (fraksi uap) untuk kondisi tekanan atau temperatur pada outlet turbin. Dengan memanfaatkan harga fraksi uap tersebut, didapat entalpi pada outlet turbin :

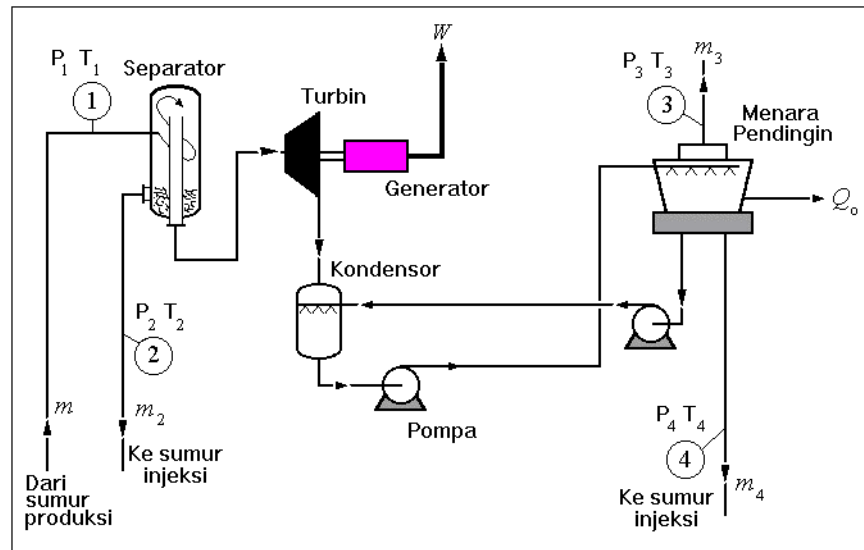
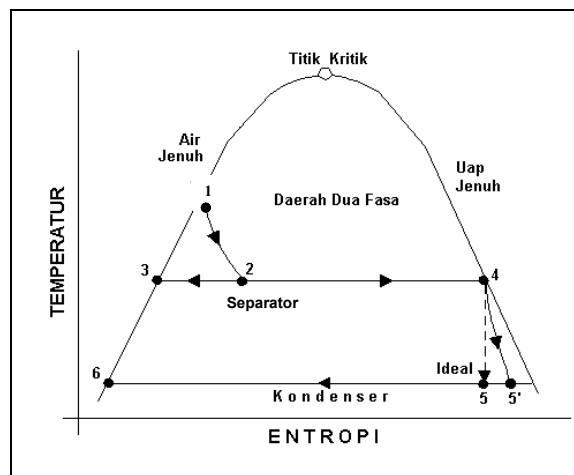
$$h_2 = h_{f2} + X_2 \; h_{fg2} \tag{9.11}$$

Daya turbin kemudian bisa dihitung dengan menggunakan persamaan

$$W = \eta \, m \; (h_1 - h_2) \tag{9.12}$$

dimana η adalah efisiensi turbin.

9.3 SIKLUS UAP HASIL PEMISAHAN (*SEPARATED STEAM CYCLE*)

Apabila fluida panas bumi keluar dari kepala sumur sebagai campuran fluida dua fasa (fasa uap dan fasa cair) maka terlebih dahulu dilakukan proses pemisahan pada fluida. Hal ini dimungkinkan dengan melewatkan fluida ke dalam separator, sehingga fasa uap akan terpisahkan dari fasa cairnya. Fraksi uap yang dihasilkan dari separator inilah yang kemudian dipakai pada perhitungan daya turbin. Oleh karena itu, sistem konversi energi ini dinamakan Siklus Uap Hasil Pemisahan (Gambar 9.1 dan Gambar 9.2). Siklus ini banyak digunakan pada reservoir panas bumi dominasi air.

Gambar 9.3a
Skema Diagram Siklus Uap Hasil Pemisahan

Gambar 9.3b
Diagram T - S Untuk Sistem Konversi Uap Hasil Pemisahan

Pada titik 1 fluida panas bumi berupa campuran dua fasa. Sebelum memasuki turbin fluida menjalani proses isentalpik dari titik 1 ke titik 2. Pada kepala sumur diketahui

laju alir massa fraksi uap fluida (kualitas uap pada kepala sumur). Pada titik 2 fluida masuk ke separator, sehingga :

$$h_1 = h_{f1} + X_{wh}\ h_{fg} \tag{9.13}$$

$$h_2 = h_1 = h_{f2} + X_2\ h_{fg2} \tag{9.14}$$

Dari persamaan (9.14) didapat fraksi uap yang masuk ke separator, sedangkan fraksi airnya dibuang. Pada tekanan dan temperatur inlet turbin ini diketahui entalpi dan entropi fluida dari tabel uap. Entropi pada titik 4 dan titik 5 (inlet dan outlet turbin) dianggap sama (proses yang terjadi di dalam turbin isentropik), sehingga :

$$S_5 = S_4 = S_{f5} + X_5\ S_{fg5} \tag{9.15}$$

maka fraksi uap yang keluar dari turbin dapat diketahui. Harga fraksi uap ini digunakan untuk menghitung entalpi outlet turbin.

$$h_5 = h_{f5} + X_5\ h_{fg5} \tag{9.16}$$

Daya turbin bisa dihitung dengan menggunakan persamaan

$$W = \eta\, m\, X_2\, (h_4 - h_5)$$

Perhitungan daya turbin pada sistem ini hampir sama dengan perhitungan pada Siklus Penguapan Tunggal, perbedaannya hanya terletak pada penentuan kondisi awal dari fluida. Pada titik 1 fluida berupa campuran dua fasa (fasa cair dan fasa uap), sehingga entalpi fluida sama dengan jumlah entalpi kedua fasa tersebut. Selanjutnya, prosedur penentuan daya turbin sama dengan prosedur perhitungan pada Siklus Penguapan Tunggal.

9.4. Siklus Penguapan Tunggal (*Single Flash Cycle*)

Fluida reservoir dalam perjalanannya menuju ke permukaan mengalami penurunan temperatur sejalan dengan terbentuknya uap dari fasa liquid yang ada. Asumsi yang dipakai pada kondisi tersebut ialah bahwa proses yang dialami fluida saat mengalir ke permukaan adalah isenthalpik dengan kesetimbangan termodinamika yang tetap terjaga. Hal ini berarti bahwa tidak terjadi kehilangan panas dari sistem ke lingkungan dan penurunan temperatur yang terjadi adalah akibat dipakainya sebagian panas laten yang ada untuk merubah fasa air menjadi fasa uap.

Salah satu hal yang memungkinkan terjadinya proses penguapan tersebut adalah dengan dipasangnya *slotted liner* pada zona produksi reservoir tersebut. Slotted liner mempunyai lubang-lubang yang memungkinkan *throttling process*, dimana selama proses tersebut terjadi enthalpi dari sistem dianggap konstan.

Siklus Penguapan Tunggal (Gambar 9.4 dan Gambar 9.5) kemudian digunakan untuk memanfaatkan energi panas dari fluida ini karena fluida muncul di permukaan sebagai cairan terkompresi atau fluida jenuh (*saturated fluid*). Energi yang terkandung dalam fluida tersebut dimanfaatkan dengan mengalirkannya ke dalam suatu alat penguap (flasher) yang beroperasi pada tekanan yang lebih rendah

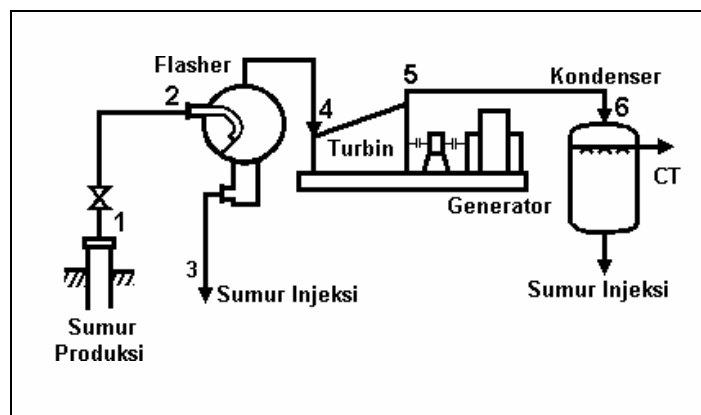
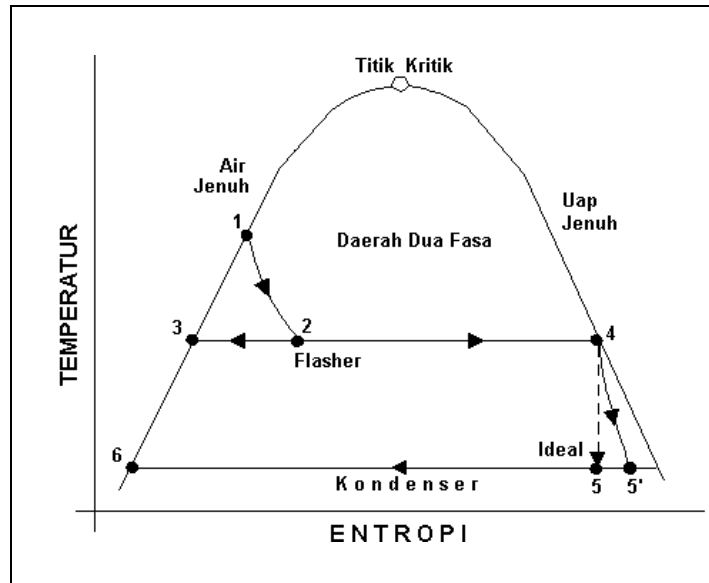
daripada tekanan uap kering yang masuk ke turbin. Secara ideal, energi yang maksimum dapat dihasilkan dari air panas tersebut bila temperatur alat penguap berada di antara temperatur air panas dan temperatur kondenser yang dipakai. Temperatur optimum didapat dari temperatur rata-rata antara temperatur saturasi pada kondisi kepala sumur dan temperatur saturasi pada kondisi outlet turbin (kondenser).

Pada Gambar 9.4 dan Gambar 9.5 terlihat proses yang dialami fluida reservoir sampai diinjeksikan kembali ke reservoir. Dari reservoir (1) fluida-dalam hal ini saturated liquid-yang diproduksi ke permukaan mengalami penurunan temperatur yang menyebabkan sebagian kecil fasa cair mengalami perubahan fasa menjadi uap. Sebelum memasuki turbin fluida menjalani proses dari titik 1 ke titik 2 yang merupakan proses isentalpik seperti yang telah dijelaskan sebelumnya. Pada titik 2 fluida masuk ke bejana flasher, sehingga :

$$h_1 = \mathrm{h}_2 = \mathrm{h}_{f2} + \mathrm{X}_2\ \mathrm{h}_{fg2} \qquad (9.17)$$

Dari persamaan (9.17) didapat fraksi uap yang masuk ke bejana flasher, sedangkan fraksi airnya dibuang.

Uap yang dihasilkan oleh penguapan pada bejana flasher kemudian dialirkan menuju turbin (4), sedangkan fraksi cair yang tersisa diinjeksikan kembali ke dalam sumur injeksi (3) atau mengalami proses flash kembali untuk menghasilkan uap bertekanan rendah untuk dialirkan pada turbin tekanan rendah pada sistem *double flash*. Hal ini tidak dibicarakan lebih lanjut.

Fraksi uap yang keluar dari bejana flasher inilah yang kemudian menghasilkan listrik dari perubahan entalpi yang terjadi di dalam turbin (antara titik 4 -5). Bila turbin ideal, maka ekspansi uap akan terjadi secara isentropis. Bila temperatur optimum proses flash dapat diketahui maka tekanan flash yang bersesuaian dapat ditentukan.

Gambar 9.4 : Skema Diagram Siklus Penguapan Tunggal

Gambar 9.5 : Diagram T - S Untuk Siklus Penguapan Tunggal

Pada tekanan dan temperatur inlet turbin diketahui entalpi dan entropi fluida dari tabel uap. Entropi pada titik 4 dan titik 5 (inlet dan outlet turbin) dianggap sama (proses yang terjadi di dalam turbin isentropik), sehingga :

$$S_5 = S_4 = S_{f5} + X_5 \, S_{fg5} \qquad (9.18)$$

maka fraksi uap yang keluar dari turbin dapat diketahui. Harga fraksi uap ini digunakan untuk menghitung entalpi outlet turbin.

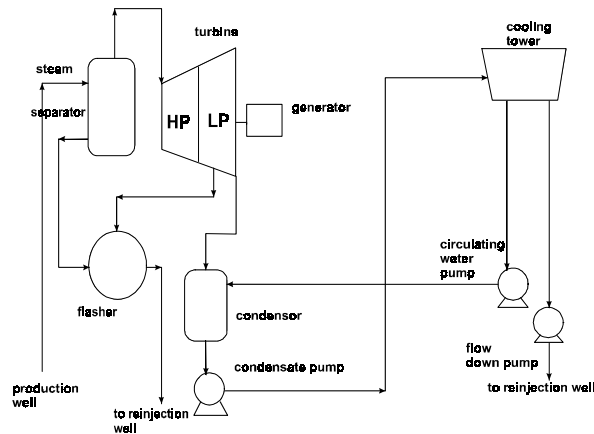
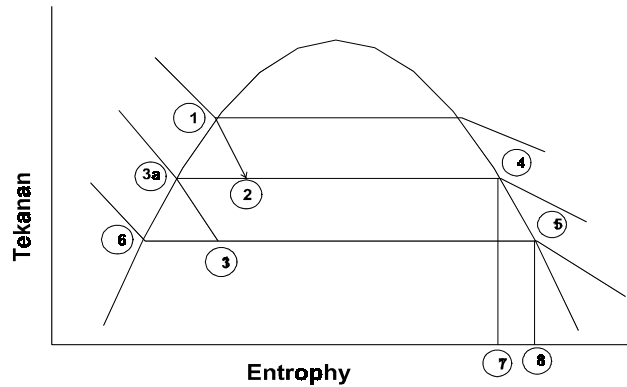
$$h_5 = h_{f5} + X_5 \, h_{fg5} \qquad (9.19)$$

Daya turbin bisa dihitung dengan menggunakan persamaan

$$W = \eta \, m \, X_2 \, (h_4 - h_5) \qquad (9.20)$$

X_2 merupakan fraksi uap yang dihasilkan oleh flasher yang dialirkan ke turbin, sedangkan sisanya (1 - X_2) dibuang. h_4 adalah entalpi pada inlet turbin yang sama dengan tekanan penguapan (tekanan flasher) karena diasumsikan fluida tidak mengalami kehilangan tekanan selama perjalanannya menuju turbin, sedangkan h_5 adalah entalpi pada tekanan kondenser.

9.5. Double Flash Steam

Pada sistem ini digunakan dua pemisahan fluida yaitu separator dan flasher dan digunakan komposisi 2 turbin, HP-turbine dan LP-turbine yang disusun tandem (ganda), lihat Gambar 9.6. Contoh lapangan yang menggunakan sistem konversi seperti ini adalah Hatchobaru (Jepang), dan Krafla (Iceland).

Gambar 9.6 Sistem Konversi Energi Siklus Double Flash

Gambar 9.7 Proses Digambarkan Dalam Diagram T-S

Perhitungan daya listrik untuk sistem double flash dapat dilakukan dengan prosedur sebagai berikut :

1) Buat diagram T-S (temperatur vs. enthalpy) seperti diperlihatkan pada Gambar 9.7.

2) Pada titik 1 ke titik 2, adalah proses dari wellhead ke separator. Kondisi fluida dua fasa, proses yang terjadi adalah isentalpic, yaitu $h_{well\ head} = h_{separator}$.

   $h_{well\ head} = h_{fg}$ = enthalpy pada tekanan di kepala sumur (h_1). Karena enthalpy separator (h_2) sama dengan enthalpy kepala sumur (h_1), sedangkan sedangkan enthalpy fluida separator = h_{f2}, dan enthalpy dua fasa separator = h_{fg2}, maka jumlah fraksi uap (x_2) dari separator yang masuk ke HP-tubine besarnya adalah :

$$X_2 = \frac{h_2 - h_{f2}}{h_{fg2}} \tag{9.21}$$

sehingga jumlah massa uap (mv_1) yang masuk ke dalam HP-turbin sebesar :

$$mv_1 = m_T \text{ x } X_2 \tag{9.22}$$

dan jumlah air yang masuk ke flasher (mw_2) adalah :

$$mw_1 = m_T \text{ x } (1 - X_2) \tag{9.23}$$

3) Proses dari titik 2 ke titik 4 adalah dari separator ke inlet turbin. Prosesnya adalah isentalpic, yaitu entalphy uap di separator (h_2) sama dengan enthalpy uap di turbin (h_4). Sedangkan harga entropy pada titik 4 adalah entropy uap di condensor (S_4), besarnya sama dengan entropy separator (S_2),

$$X_4 = \frac{S_4 - S_{f\,cond}}{S_{fg\,cond}} \tag{9.24}$$

sedangkan :

$$h_4 = h_{f\ cond} - X_4\ h_{fg\ cond} \tag{9.25}$$

4) Maka Daya listrik pada HP-turbine adalah sebesar :

$$Daya\ I = \frac{\eta\ mv_1 (h_4 - h_2)}{3.6} \text{ kW} \tag{9.26}$$

5) Dari titik 2 ke titik 3a (dari separator ke inlet flasher), harga enthalpy pada inlet flasher adalah sama dengan harga enthalpy air dari separator, maka $h_{3a} = h_{f\ separator}$. Prosesnya adalah isenthalpic maka enthalpy h_3 (enthalpy di dalam flasher) = h_{3a}. Dengan demikian fraksi uap dari flasher dapat dihitung sebagai berikut

$$X_3 = \frac{h_3 - h_{f\ \text{flasher}}}{h_{fg\ \text{flasher}}} \tag{9.27}$$

6) Jumlah uap yang menuju LP-turbine dapat dihitung sebagai berikut :

$$mv_2 = X_3 \text{ x } \text{mw}_1 \tag{4.28}$$

$$mv_2 = X_3 \text{ x } (1 - \text{X}_2)\ mw_1 \tag{9.29}$$

7) Harga temperatur flasher dapat dihitung dengan persamaan :

$$T_{flasher} = \left(\frac{T_{sep} - T_{cond}}{2}\right) + T_{cond} \tag{9.30}$$

atau

$$T_{flasher} = T_{\text{sep}} - \left(\frac{T_{sep} - T_{cond}}{2}\right) \tag{9.31}$$

8) Besarnya enthalpy uap yang masuk inlet LP-turbin adalah sama dengan enthalpy uap flasher:

$$h_5 = h_{g\ flasher}$$
$$S_5 = S_{g\ flasher}$$

maka fraksi uap yang masuk ke condensor (X_8) adalah :

$$X_8 = \frac{S_{54} - S_{f\,cond}}{S_{fg\ cond}} \tag{9.32}$$

sedangkan enthalpy pada condensor :

$$h_8 = h_{f\ cond} - X_8\ h_{fg\ cond}$$
(4.33)

9) Maka Daya II, yaitu daya listrik yang dihasilkan dari LP-turbine yaitu sebesar :

$$Daya\ \ II = \frac{\eta\ \ m v_2\ (h_8 - h_5)}{3.6}\ \text{kW} \tag{9.34}$$

10) Jadi total daya listrik dari HP-turbine dan LP-turbine adalah :

$$Daya_{total} = Daya\ \ I + Daya\ \ II \tag{9.35}$$

9.6. SOAL LATIHAN

1. Sumur-sumur di lapangan panasbumi Kamojang umumnya menghasilkan uap jenuh (saturated steam). Kapasitas listrik terpasang total di PLTP Kamojang adalah 140 MWe.
   - Tekanan masuk turbin = 5.5 barg
   - Tekanan condensor = 0.071 bara
   - Efisiensi turbin = 80 %

   (a) Gambarkan secara skematis aliran fluida dan fasilitas produksi di lapangan kamojang, mulai dari reservoir hingga ke PLTP dan sumur injeksi.

   (b) Sebutkan kegunaan dari masing-masing fasilitas produksi yang saudara gambar !

   (c) Gambarkan siklus konversi energi dalam diagram T-S dan berikan keterangannya. Sebutkan asumsi yang saudara gunakan.

   (d) Berapakah banyaknya uap yang dibutuhkan (dalam ton/jam) untuk menghasilkan listrik 140 MWe, apabila tekanan masuk turbin dan tekanan kondensor pada unit pembangkit listrik lainnya sama dengan yang disebutkan diatas.

   (e) Berapa jumlah sumur yang harud diproduksikan apabila produksi uap persumur adalah 40 ton/jam.

2. Kapasitas listrik terpasang total di PLTP Gunung Salak adalah 330 MWe, yang terdiri dari 6 unit dengan kapasitasnya masing-masing 5 MWe.
   - Tekanan masuk turbin = 5 barg

- Tekanan condensor = 0.071 bara
- Efisiensi turbin = 90 %

(f) Gambarkan secara skematis aliran fluida dan fasilitas produksi di lapangan Awibengkok-Gunung Salak, mulai dari reservoir hingga ke PLTP dan sumur injeksi.

(g) Gambarkan siklus konversi energi dalam diagram T-S dan berikan keterangannya.

(h) Berapakah banyaknya uap yang dibutuhkan (dalam ton/jam) untuk menghasilkan listrik 330 MWe, apabila tekanan masuk turbin dan tekanan kondensor pada unit pembangkit listrik lainnya sama dengan yang disebutkan diatas.

(i) Apabila kandungan NCG (non-condensible gas) dalam uap naik dan menyebabkan tekanan kondensor naik menjadi 0.091 bara, hitunglah energi listrik yang dapat dibangkitkan oleh turbin.

(j) Apabila fraksi uap pada tekanan separator adalah 20%, berapakah jumlah air yang harus diinjeksikan kembali ?

3. Dari hasil uji output, sumur YF-1 mampu memproduksi fluida geothermal sebanyak 200 ton/jam dengan entalpi alir sebesar 1142 kJ/kg. Tekanan kepala sumur tercatat sebesar 9.5 barg. Disebabkan karena jarak, antara kepala sumur dan separator mengalami penurunan tekanan sehingga tekanan separasi menjadi 8.6 barg. Air pisahan dari separator digunakan untuk diinjeksikan kembali ke reservoir. Sedangkan uap digunakan untuk menggerakkan condensing turbin dengan tekanan dikondenser sebesar 0.48 bar abs dan effisiensi isentropis sebesar 80%. (tekanan atmosfer 0.95 bar abs).
   a. Apabila tidak terjadi kehilangan tekanan disepanjang jalur pipa uap, buatlah sketsa diagram alir dan diagram T-S untuk proses ini secara lengkap.
   b. Hitunglah berapa besarnya
      i. Kualitas uap (dryness) di separator.
      ii. Kualitas uap di output condensing turbin pada kondisi ideal.
   c. Daya yang mampu dibangkitkan oleh turbin.
   d. Jumlah air dari separator yang diinjeksikan kembali ke reservoir.

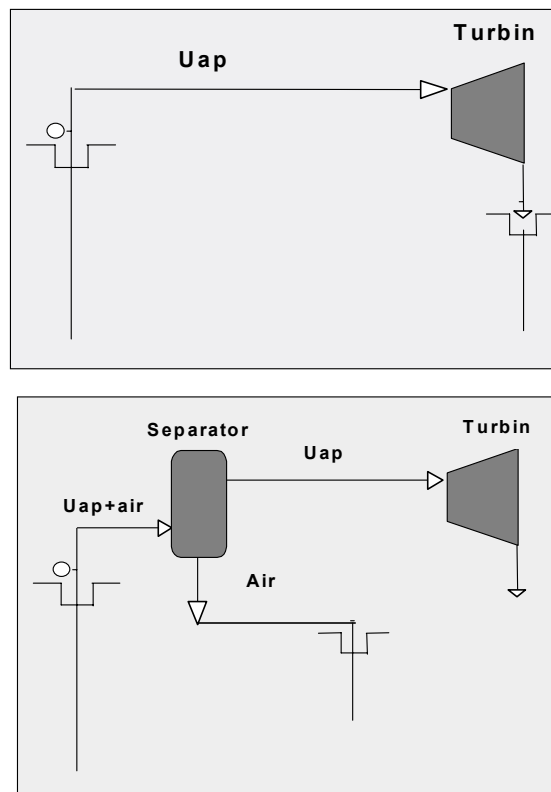
BAB 10

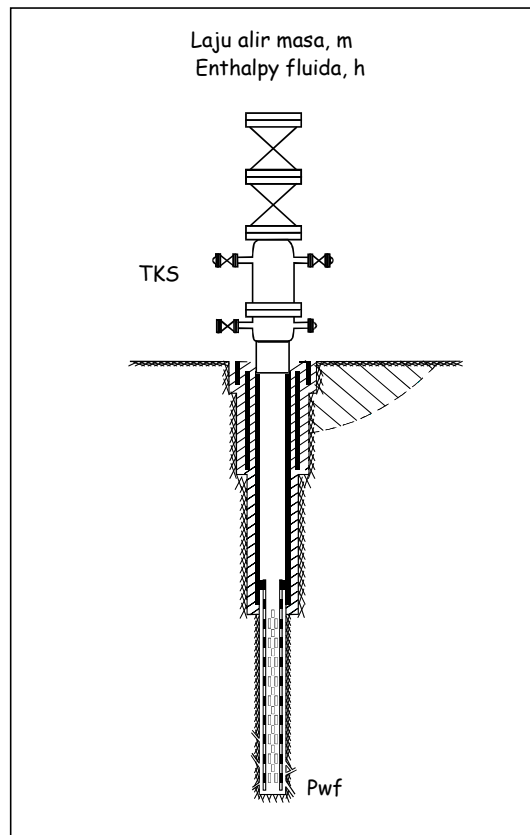
PERKIRAAN KEHILANGAN TEKANAN DI SUMUR DAN PIPA ALIR PERMUKAAN

Bab ini membahas beberapa metoda yang umum digunakan untuk menghitung (memperkirakan) besarnya pressure drop atau kehilangan tekanan di pipa aliran fluida panasbumi (pipa alir uap-air, pipa alir uap dan pipa alir air panas).

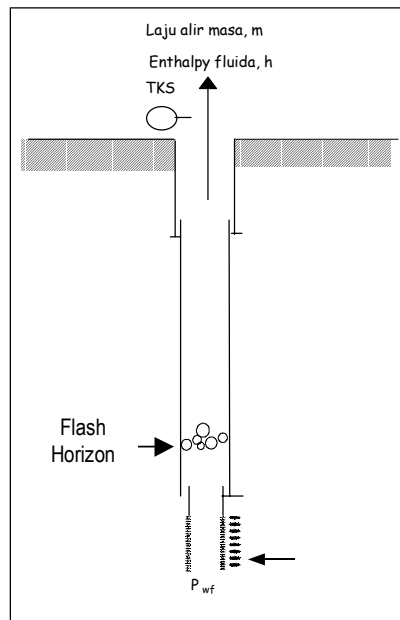
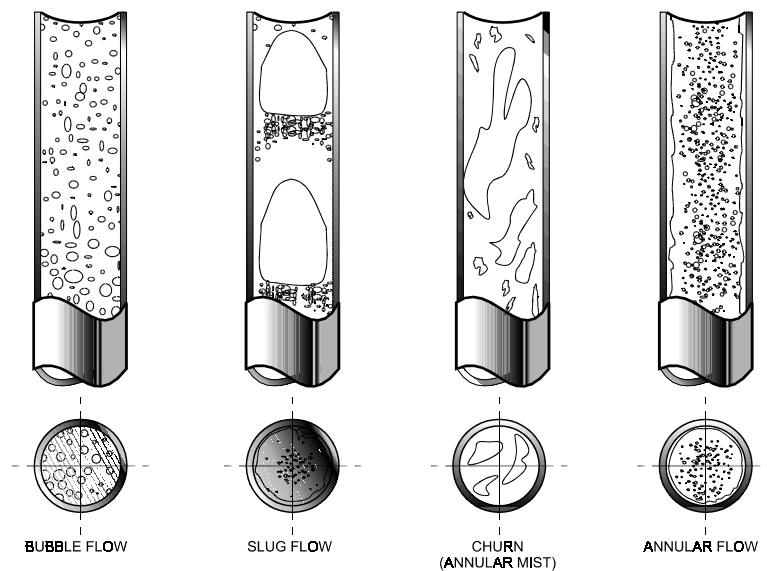
10.1 ALIRAN DI DALAM SUMUR DAN PIPA ALIR PERMUKAAN

Aliran fluida di lapangan panasbumi meliputi:

- Aliran fluida di dalam sumur.
- Aliran fluida dua-fasa, dari sumur hingga ke separator.
- Aliran uap, dari separator hingga ke turbin.
- Aliran air panas, dari separator ke sumur injeksi, atau aliran kondensat dari cooling tower ke sumur injeksi.

Gambar 10.1
Skema Aliran Fluida di Lapangan Panasbumi

Tekanan, temperatur, enthalpy, fraksi uap dan pola aliran yang terjadi di dalam sumur sangat penting untuk diketahui, tetapi pengukuran kondisi di dalam sumur sulit dilakukan karena sulit menjaga alat ukur pada posisi yang tetap saat laju alir fluida tinggi. Pengukuran di sumur terbatas pada pengukuran-pengukuran untuk mengetahui besarnya laju alir masa, enthalpy, kandungan gas dan kandungan ion. Oleh karena itu, perubahan tekanan alir di dalam sumur biasanya diperkirakan.

Gambar 10.2
Penampang Sumur Panasbumi

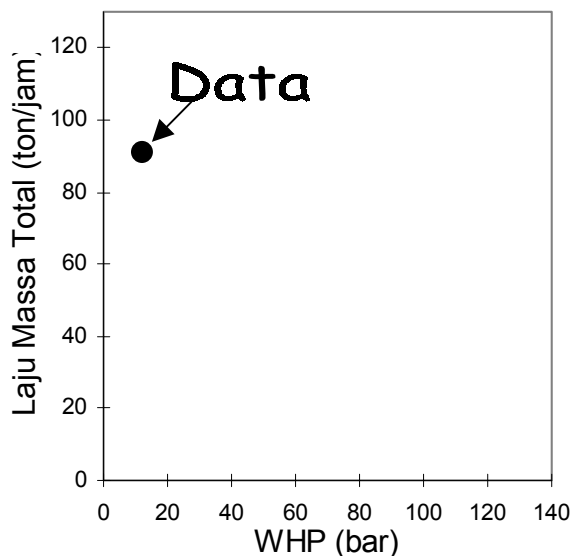
Peramalan tekanan alir, fraksi air dan pola aliran pada berbagai kedalaman sangat diperlukan untuk:

1. Memperkirakan “flashing zone’, yaitu kedalaman dimana gelembung-gelembung uap mulai terbentuk atau kedalaman dimana fasa uap mulai terbentuk. Gelembung-gelembung kecil yang terdistribusi pada fasa kontinu air mulai terbentuk bila tekanan telah mencapai tekanan saturasinya. Kedalaman dimana gelembung-gelembung uap mulai terbentuk perlu diketahui karena pada kedalaman tersebut air mengendapkan Calcium Carbonate di sumur.

2. Memperkirakan apakah pada saat sumur diproduksikan pada tekanan kepala sumur yang ditetapkan terjadi "slug flow" di dalam sumur.

Gambar 10.3
Pola Aliran Fluida Dua Fasa Vertikal

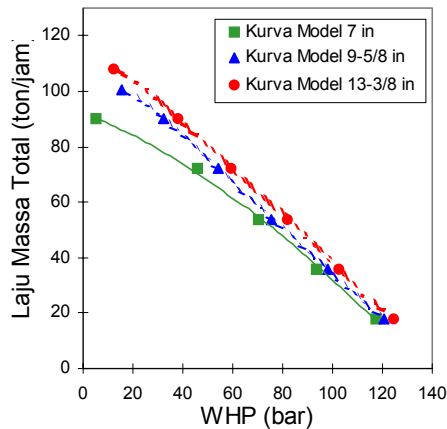
Penurunan tekanan lebih lanjut di dalam sumur, setelah gelembung-gelembung kecil terbentuk, akan menyebabkan gelembung-gelembung kecil yang terbentuk menjadi semakin banyak dan bergabung membentuk gelembung yang lebih besar yang berbentuk menyerupai peluru (bentuk gelembung biasa disebut sebagai Taylor Bubble). Diantara dua gelembung yang berbentuk peluru terdapat slug cairan, sehingga pola aliran fluida disebut sebagai aliran *slug*.

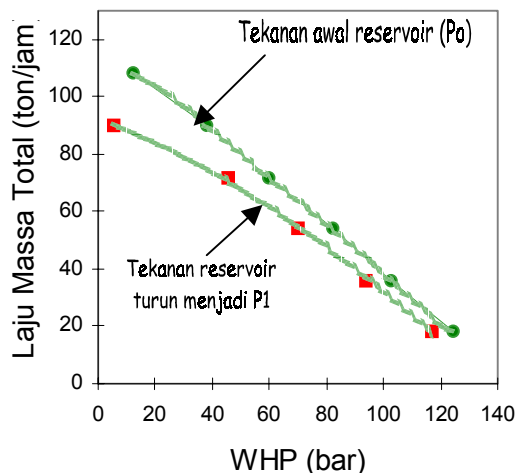
Terjadinya slug flow baik di dalam sumur maupun di pipa alir tidak dikehendaki karena akan menyebabkan aliran fluida dari sumur produksi menjadi berubah-ubah secara tidak beraturan (intermittent).

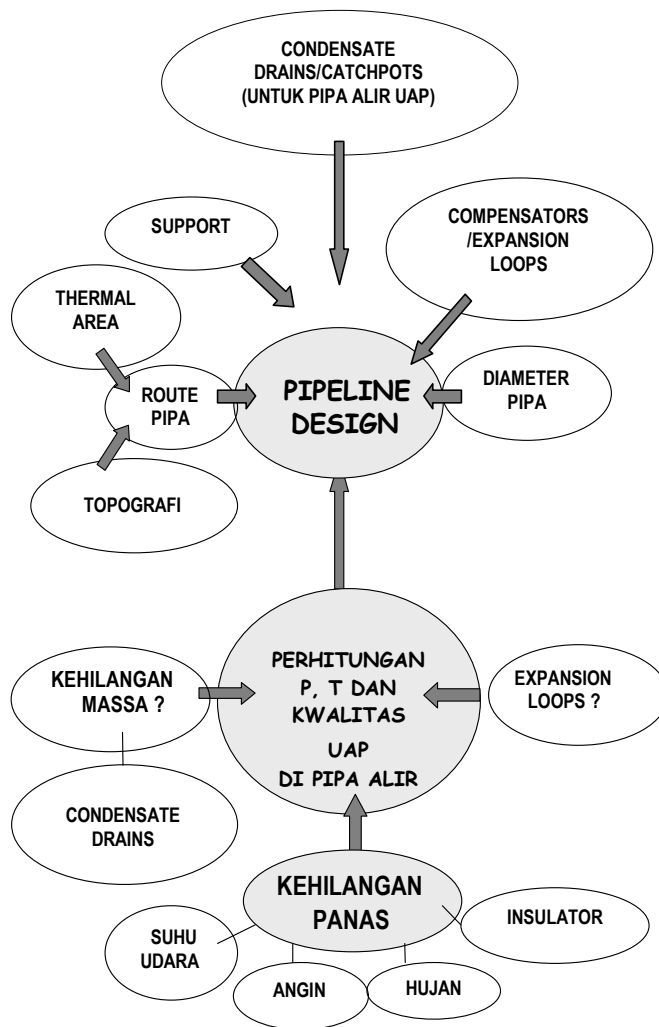
Pola aliran berikutnya adalah *transisi* atau *churn*, disebut juga sebagai *annular mist* yaitu merupakan kondisi transisi antara *slug* dan pola aliran terakhir *mist.* Pada pola aliran *churn* ini terjadi penggabungan gelembung-gelembung besar membentuk pola acak seperti riak. Pada pola aliran yang terakhir fraksi uap bertambah banyak, dan fraksi cair terdistribusi sebagai butiran-butiran kecil pada fasa kontinu uap, dan sebagian berupa lapisan tipis cairan yang berkumpul pada permukaan dinding pipa.

3. Memperkirakan kemampuan produksi sumur (membuat kurva produksi) pada berbagai tekanan kepala sumur, karena uji produksi hanya dapat dilakukan dalam waktu singkat.

Gambar 10.4
Contoh Hasil Simulasi Sumur dari Data Uji Tegak
atau Uji Lain yang Dilakukan Dalam Waktu Singkat

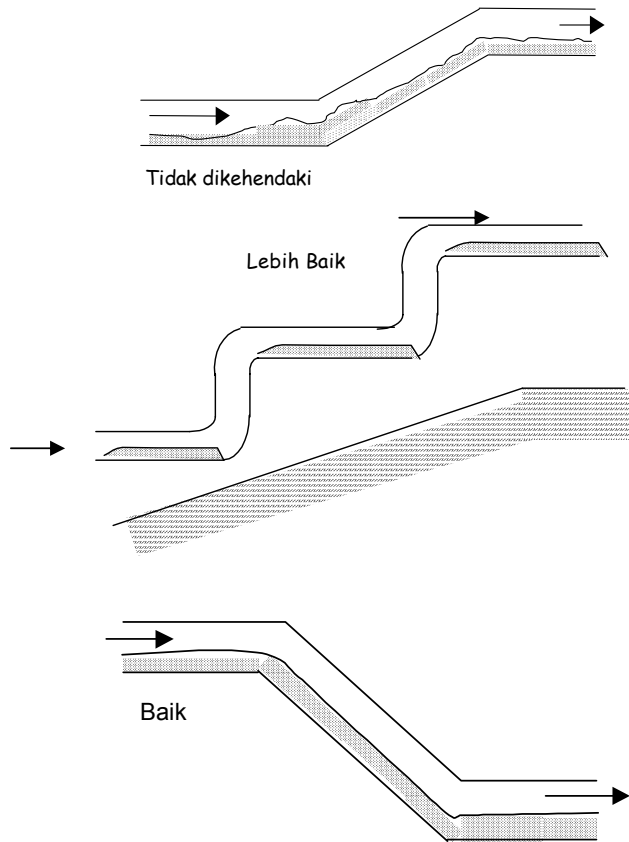
4. Memperkirakan pengaruh ukuran lubang sumur terhadap kemampuan produksi sumur (Gambar 10.4).

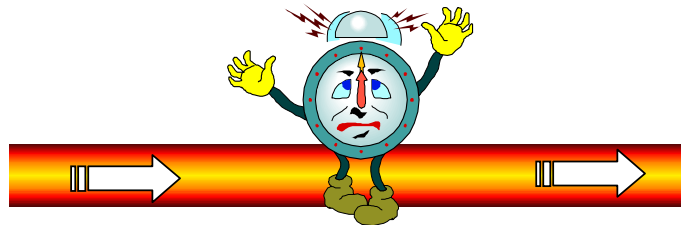
   Sumur berdiameter kecil (slim hole) sering digunakan dalam pemboran eksplorasi. Data uji produksi dari sumur slim hole dapat digunakan untuk meramalkan kemampuan sumur standard atau sumur berdiameter besar (big hole). Kemampuan produksi Sumur berdiameter besar (big hole) yang akan dibor di suatu lapangan seringkali diperkirakan berdasarkan kemampuan sumur standard yang ada di lapangan tersebut.

Gambar 10.4
Contoh Hasil Simulasi Sumur Untuk Memperkirakan
Kemampuan Produksi Sumur Berdiameter Besar

5. Meramalkan penurunan kemampuan produksi sumur karena penurunan tekanan reservoir (Gambar 10.5).

Gambar 10.5
Contoh Hasil Simulasi Sumur Untuk Memperkirakan
Pengaruh Penurunan Tekanan Reservoir Terhadap Kemampuan Produksi Sumur

Perencanaan pipa alir permukaan perlu dilakukan dengan baik agar tidak terjadi kehilangan tekanan dan kehilangan panas secara berlebihan. Dalam merencanakan pipa alir uap, misalnya, kehilangan tekanan dan temperatur di sepanjang pipa alir harus dihitung dengan memperhitungkan adanya masa yang hilang karena keluar melalui condensate pots, adanya loops, kecepatan angin, curah hujan dll (Gambar 10.6). Hal ini penting sekali diperhitungkan karena kehilangan tekanan akan menentukan besarnya tekanan di titik masuk turbin.

Gambar 10.6
Faktor-faktor yang Harus Dipertimbangkan
Dalam Perencanaan Pipa Alir Permukaan

Perubahan tekanan, temperatur, fraksi uap dan pola aliran di sepanjang pipa alir juga perlu diperkirakan. Terjadinya slug flow di pipa alir dua fasa sedapat mungkin dihindarkan, dengan mengatur sistim pemipaan, khususnya di tempat-tempat dengan

perubahan elevasi yang cukup besar. Contohnya adalah seperti yang diperlihatkan pada gambar dibawah ini.

Gambar 10.7
Beberapa Contoh Pengaruh Kemiringan Pipa
Terhadap Aliran Fluida di Pipa Alir Permukaan

10.2 PERHITUNGAN PRESSURE DROP

Sangat banyak sekali metoda yang dapat digunakan untuk perhitungan kehilangan tekanan. Metoda perhitungan kehilangan tekanan yang digunakan di bidang perminyakan umumnya digunakan di bidang panas bumi. Metoda yang sangat sering digunakan untuk perhitungan kehilangan tekanan di dalam sumur diantaranya adalah metoda Hagedorn & Brown, Beggs & Brill, Orkiszeski dan Metoda Duns and Ros.

Persamaan dasar untuk perhitungan kehilangan tekanan adalah:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_t = \left(\frac{dp}{dz}\right)_f + \left(\frac{dp}{dz}\right)_g + \left(\frac{dp}{dz}\right)_a \qquad (10.1)$$

Dimana:

$\left(\frac{dp}{dz}\right)_f$ = *kehilangan tekanan karena gesekan*

= 5 − 20 % *dari* $\left(\frac{dp}{dz}\right)_t$

$\left(\frac{dp}{dz}\right)_e$ = *kehilangan tekanan karena elevasi*

= 80 − 95 % *dari* $\left(\frac{dp}{dz}\right)_t$

$\left(\frac{dp}{dz}\right)_a$ = *kehilangan tekanan karena akselerasi (kecil, sehingga umumnya diabaikan)*

10.2.1 Pressure Drop Aliran Satu Fasa

A. Frictional pressure gradient

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_f = 4\frac{Tw}{D} \qquad (10.2)$$

Dimana: Tw = wall shear sbess

D = diameter pipa

Untuk aliran satu fasa :

$$\tau_\omega = \frac{C_f \frac{1}{2}\overline{V}^2}{\upsilon} \qquad (10.3)$$

Dimana :

$$C_f = \frac{\lambda}{4} \qquad (10.4)$$

τ = friction factor

V = velocity

υ = volume spesifik

Dengan demikian gradien tekanan karena gesekan dapat dihitung dengan persamaan berikut:

$$\frac{dp}{dz} = \frac{1}{2}\frac{\lambda\ \overline{V}^2}{\upsilon D} \qquad (10.5)$$

Penentuan friction factor :

$$\lambda = 8\left[\left(8/\text{Re}\right)^{12} + \frac{1}{\left(A+B\right)^{3/2}}\right]^{1/12} \qquad (10.6)$$

dimana:

$$A = \left[2{,}457\ \ln\ \frac{1}{\left(7/\text{Re}\right)^{0.9} + 0.27\ \varepsilon/D}\right]^{16} \qquad (10.7)$$

$$B = [\ 37530\ /\text{Re}]^{16} \qquad (10.8)$$

B. Gravitational Pressure Gradient

$$\frac{dp}{dz} = \rho\ g\ \sin\theta \qquad (10.9)$$

C. Acceleration pressure gradient

Diabaikan

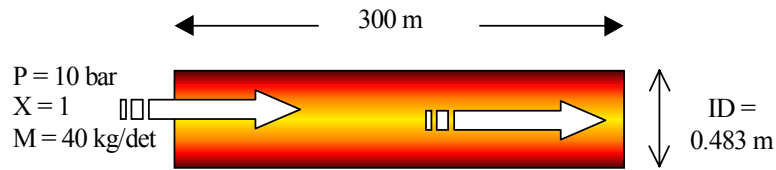
D. Total pressure drop

Gradien tekanan total dapat dinyatakan oleh persamaan:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_t = \rho g \sin\theta + \frac{\lambda\ \overline{V}^2}{2\upsilon D} \qquad (10.10)$$

Contoh-1:

Uap dan air dipisahkan dalam separator pada tekanan 10 bar. Uap keluar dari separator dengan laju alir masa 40 kg/detik, dan dialirkan ke turbin yang berjarak 300 meter, melalui pipa yang mempunyai diameter dalam 0.483 m. Hitung:

- Tekanan pada jarak 10 meter dari separator
- Hitung tekanan masuk turbin.

Kondisi Inlet :

1.	Tekanan (bar)	*10*
2.	Temperatur (^{0}C)	*180*
3.	Laju Alir Massa (kg/sec)	*40*
4.	Kualitas uap (fraksi)	*1*
5.	Enthalpy (kj/kg)	*2778*

Data Pipa :

1.	Panjang Pipa (m)	*300*
2.	Diameter dalam pipa (m)	*0.483*
3.	Diameter luar pipa (m)	*0.508*
4.	Kekasaran pipa (m)	0.00005

Perhitungan:

Fluida satu fasa : uap

1. Dipilih interval panjang pipa ($\Delta\ell$) = 10 meter
2. Dari tabel uap tentukan sifat-sifat fluida pada P_1 , yaitu 10 bar (T=180^{o}C)
   - ⇒ volume spesifik, v_s = 0.1944 m^3/kg
   - ⇒ viskositas, μ_s = 15 x 10^{-6} kg/m.sec
   - ⇒ enthalpy air, h_f = 764 kJ/kg
   - ⇒ enthalpy uap, h_g = 2778 kJ/kg
   - ⇒ panas latent, h_{fg} = 2015 kJ/kg
3. Kecepatan alir uap, v_s :

$$V_s = \frac{mv_s}{A} = \frac{mv_s}{(\pi d_i/4)}$$

$$V_s = \frac{mv_s}{A} = \frac{40 \text{ x } 0.1944}{\pi(0.483)^2/4} = 42.5 \text{ m/sec}$$

4. Faktor friksi, λ :

$$Re = \frac{V_S\, d_i}{v_s\, \mu_g} = \frac{42.5 \;x\; 0.483_i}{0.1944 \;x\; 15 \;x\; 10^{-6}}$$

$$Re = 7.04 \; x \; 10^6$$

$$B = \left[\frac{37530}{Re}\right]^{16} = B = \left[\frac{37530}{7.04x10^6}\right]^{16} = 4.25 \text{ E-37}$$

$$A = \left[2.457 \, ln \frac{1}{(7/Re)^{0.9} + 0.27\varepsilon / d_1}\right]^{16}$$

$$= \left[2.457 \ln \frac{1}{(7/7.04E6)^{0.9} + 0.27(0.00005/0.483_1}\right]^{16}$$

$$= 3.07 \; x \; 10^{22}$$

$$\lambda = 8\left[(8/Re)^{12} + \frac{1}{(A+B)^{3/2}}\right]^{1/2}$$

$$\lambda = 8\left[(8/7.04x10^6)^{12} + \frac{1}{(3.07x10^{22} + 4.25E - 37)^{3/2}}\right]^{1/2}$$

$$= 0.0124$$

5. Kehilangan tekanan, $\Delta \boldsymbol{P}$:

$$\Delta P = \lambda \frac{\Delta \ell}{d_i} \frac{V_S^2}{(2 v_S x 10^5)} \qquad \text{(bar)}$$

$$\Delta P = 0.0124 \; \frac{10}{0.483_i} \; \frac{42.5^2}{(2 \, x 0.1944 \, x 10^5)} = 0.1944 \text{ bar}$$

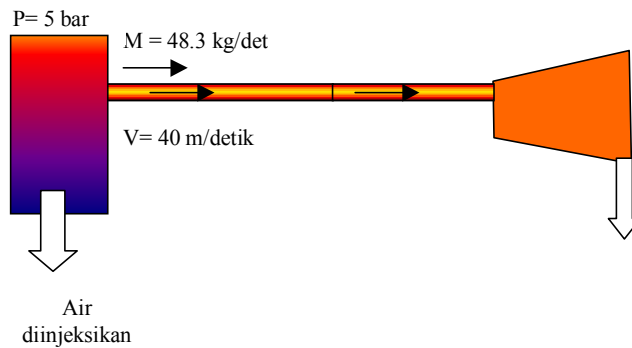
6. Tekanan pada titik - (i + 1) :

   $P_2 = P_1 - \Delta P = 10\text{-}0.0119 \; bar = 9.99 \; bar$

7. Ulangi perhitungan hingga panjang pipa = 300 meter.

Contoh-2:

Sebuah pipa sepanjang 1000 meter digunakan untuk mengalirkan uap dari separator ke PLTP. Tekanan separator adalah 5.5 bara. Apabila laju alir masa uap dari separator adalah 48.3 kg/detik, tentukanlah:

1. Diameter pipa yang paling tepat untuk digunakan.
2. Tekanan masuk turbin.

Catatan:

- Anggap pipa lurus dan tidak ada fitting
- Kecepatan uap di pipa sekitar 40 m/detik
- Pipa yang tersedia adalah pipa berukuran 300, 350, 400 mm……dstnya s/d 1000 mm, dengan pertambahan 50 mm.
- Anggap tidak ada kehilangan panas di dalam pipa.
- Anggap tidak ada condensate traps.

Perhitungan:

(a) Perhitungan Diameter Pipa:

$$A = \frac{m v_s}{V_s} = \frac{48.3 \text{ x } 0.3427}{40} = 0.414 \text{ m}^2$$

$$A = \left(\pi \, d^2{}_i/4\right) = 0.414$$

$$d = 0.726 \text{ m}$$

Pilih pipa dengan diameter 750 mm

$$V_s = \frac{m v_s}{A} = \frac{48.3 \text{ x } 0.3427 \text{x} 4}{3.14 x 0.750^2} = 37.3 \text{ m/detik}$$

(b) Perhitungan pressure drop dan tekanan masuk turbin.

$$Re = \frac{V_S \, d_i}{v_s \, \mu_g} = \frac{37.5 \text{ x } 0.75_{\ i}}{0.3427 \text{ x } 14 \text{ x } 10^{-6}}$$

$$Re = 5.8 \text{ x } 10^6$$

$$\frac{\varepsilon}{d} = \frac{4.5 x 10^{-5}}{0.75} = 0.00006$$

$$\lambda = 0.012$$

Kehilangan tekanan, ΔP :

$$\Delta P = \lambda \frac{\Delta \ell}{d_i} \frac{V_S^2}{\left(2 v_S x 10^5\right)} \qquad \text{(bar)}$$

$$\Delta P = 0.012 \; \frac{1000}{0.75_i} \; \frac{37.5^2}{\left(2 \, x \, 0.3427 \, x 10^5\right)} = 0.32 \text{ bar}$$

Tekanan masuk turbin:

$P_2 = P_1 - \Delta P = 5.5 - 0.32$ bar = 5.18 bar

10.2.2 Perhitungan Pressure Drop Aliran Dua Fasa

10.2.2.1 Homogeneous Model

Dalam model ini uap dan air dianggap tercampur sempurna, sehingga campuran air-uap berkelakuan seperti fluida satu fasa dengan sifat rata-rata tergantung dari sifat masing-masing fasa.

Dengan anggapan tersebut diatas, maka kehilangan tekanan dihitung dengan cara yang sama seperti cara perhitungan kehilangan tekanan untuk aliran satu fasa. Apabila kehilangan tekanan karena akselerasi diabaikan, maka persamaannya adalah sbb:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_t = \rho_m g \sin\theta + \frac{\lambda \, \overline{V_m}^2}{2\upsilon_m D} \qquad (10.11)$$

Apabila volume spesifik campuran uap-air (υ_m) adalah:

$$\upsilon_m = x\upsilon_g + (1 - x)\upsilon_L \qquad (10.12)$$

Maka densitas campuran uap-air (ρ_m) adalah:

$$\rho_m = \frac{1}{\upsilon_m} \qquad (10.13)$$

Apabila laju alir masa fluida adalah m dan luas penampang pipa alir adalah A (D adalah diameter pipa), maka kecepatan fluida adalah:

$$V_m = \frac{m\upsilon_m}{A} \qquad (10.14)$$

Friction factor dapat ditentukan dengan persamaan (10.6):

$$\lambda = 8\left[(8/\text{Re})^{12} + \frac{1}{(A + B)^{3/2}}\right]^{1/12}$$

dimana A dan B dihitung dengan persamaan (10.7) dan (10.8), yaitu:

$$A = \left[2,457 \ln \frac{1}{(7/Re)^{0.9} + 0.27\ \varepsilon/D} \right]^{16}$$

$$B = [\ 37530 / Re]^{16}$$

Bilangan Reynold adalah:

$$Re = \frac{\rho_m V_m D}{\mu_m} \qquad (10.15)$$

$$\mu_m = x\mu_g + (1-x)\mu_L \qquad (10.16)$$

10.2.2.2 Separated Model

Asumsi aliran homogen untuk campuran uap-air terlalu menyederhanakan persoalan. Aliran dua-fasa sangat berbeda dengan aliran satu fasa. Adanya antar muka menyebabkan uap dan air apabila mengalir bersama-sama di dalam pipa maka masing-masing fasa tidak akan tercampur, tetapi terpisah, masing-masing fasa terdistribusi dalam menempati bagian dari pipa alir.

Ada banyak metoda untuk perhitungan kehilangan tekanan, bebrapa diantaranya akan dibahas dalam bab ini, yaitu:

1. Metoda Lokhart Martinelli
2. Metoda Harrison & Freeston
3. Metoda Duns & Ros
4. Metoda Hagedorn & Brown
5. Metoda Orkiszewski

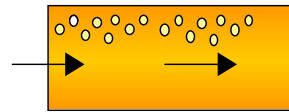
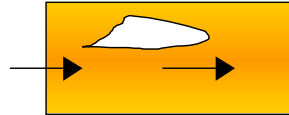
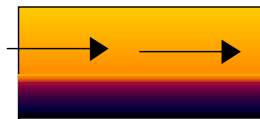
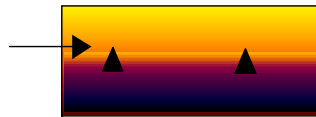
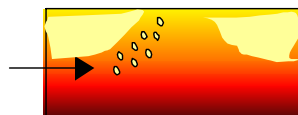
Metoda Beggs & Brill, merupakan salah satu metoda yang sangat sering digunakan. Metoda ini dibahas dalam tulisan Ali Ashat (1997). Kecuali metoda yang disebutkan pertama dan kedua, metoda lainnya memperhitungkan pola aliran yang terjadi di dalam pipa, yang umumnya dikelompokan seperti pada gambar dibawah ini.

10.2.2.2.1 Metoda Lokhart Martinelli

Metoda ini menggunakan asumsi bahwa uap dan air tidak tercampur, sehingga metoda ini termasuk dalam kategori "separated flow" model. Kehilangan tekanan dua fasa $(dp/dz)_{tp}$ dihitung berdasarkan kehilangan tekanan satu fasa, bisa fasa uap atau fasa cair [$(dp/dz)_g$ atau $(dp/dz)_L$].

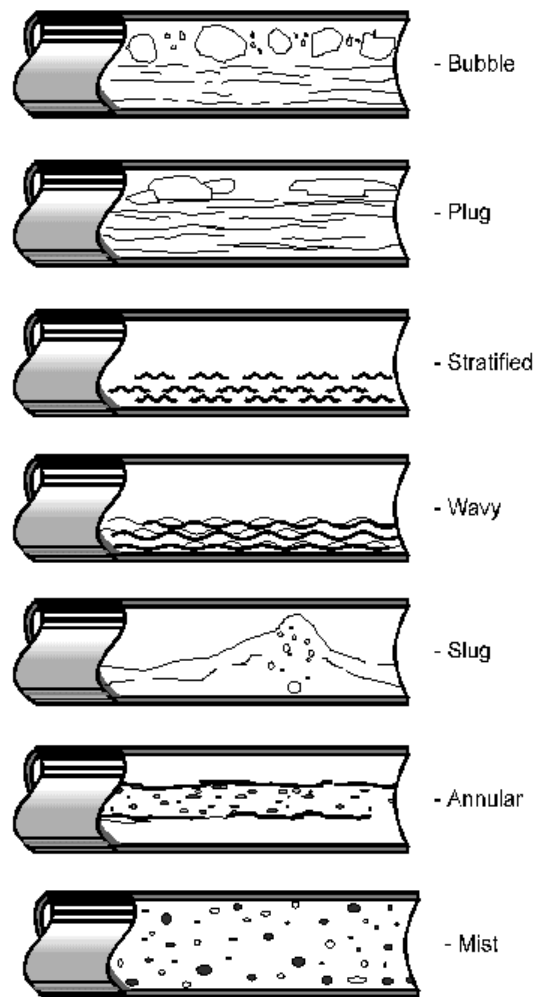
Secara matematis kehilangan tekanan dua fasa dinyatakan oleh persamaan berikut:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_{TP} = \varnothing^2 \left(\frac{dp}{dz}\right)_{G \text{ atau } L} \qquad (10.17)$$

Dimana ∅ adalah faktor pengali dua fasa atau two-phase multiplier, yang besarnya ditentukan dari korelasi pada Gambar 11 di Lampiran-C. Harga x, ditentukan sbb:

Bubble flow: gelembung-gelembung uap terbentuk dan mengalir di bagian atas pipa dengan kecepatan kira-kira sama dengan kecepatan fasa cair

Plug flow : secara bergantian plug cairan dan gelembung-gelembung uap bergerak di bagian atas pipa.

Stratified flow : fasa cair mengalir bagian bawah pipa sedangkan fasa uap mengalir diatasnya. Antarmuka uap-cair

Wavy flow : sama seperti stratified fasa cair mengalir di bagian bawah sedangkan fasa uap mengalir diatasnya, tetapi karena fasa uap bergerak lebih maka antarmuka fasa uap-cair menjadi bergelombang atau berombak.

Slug flow: fasa uap mengalir dengan kecepatan lebih tinggi mengubah aliran menjadi slug flow.

Annular flow : Air berupa lapisan mengalir di dinding pipa dan uap di bagian tengah pipa dengan Kecepatan tinggi.

Gambar 10.8

Pola Aliran di Pipa Horizontal

Gambar 10.9
Pola Aliran Di Pipa Horizontal

$$X = \left[\frac{\left(dp/dz \right)_L}{\left(dp/dz \right)_G} \right]^{0.5} \tag{10.18}$$

Dimana:

$$\left(\frac{dp}{dz} \right)_L = \frac{\lambda_l \, V_{sl}^{\;2}}{2\, \upsilon_f \, D}$$
$$\left(\frac{dp}{dz} \right)_G = \frac{\lambda_g \, V_{sg}^{\;2}}{2\, \upsilon_g \, D} \tag{10.19}$$

Kehilangan tekanan karena elevasi, dinyatakan oleh persamaan:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_g = \bar{\rho} g \sin\theta \tag{10.20}$$

dimana:

$$\bar{\rho} = \alpha\ \rho_g + (1-\alpha)\rho_f \tag{10.21}$$

$$\alpha = \frac{1}{1+\left(\frac{1-x}{x}\right)^{0.8}\left(\frac{\upsilon_L}{\upsilon_g}\right)^{0.515}} \tag{10.22}$$

Apabila pada tekanan P, fluida mempunyai enthalpy h, dimana $h_f < h < h_g$, maka fraksi uap (dryness) adalah:

$$x = \frac{h - h_f}{h_{fg}}$$

Apabila m adalah laju alir masa fluida, maka superficial liquid dan gas velocity adalah:

$$V_{sl} = \frac{m(1-x)v_f}{A}$$

$$V_{sg} = \frac{mxv_g}{A} \tag{10.23}$$

Reynold number fasa cair dan fasa uap dihitung dengan persamaan berikut :

$$\mathrm{Re}_L = \frac{V_{sl}\ x\ D}{\upsilon_f\ \mu_f}$$

$$\mathrm{Re}_G = \frac{V_{sg}\ x\ D}{v_g\ \mu_g} \tag{10.24}$$

Friction faktor fasa cair (λl) dan fasa uap (λg) dihitung dengan persamaan berikut:

$$\lambda = 8\left[\left(8/\mathrm{Re}\right)^{12} + \frac{1}{(A+B)^{3/2}}\right]^{1/12}$$

dimana :

$$A = \left[2.457\left(\ln\frac{1}{\left(7/\mathrm{Re}\right)^{0.9+0.27}\ \varepsilon/D}\right)\right]^{16}$$

$$B = \left(37530 / \mathrm{Re} \right)^{16}$$

Kehilangan tekanan satu fasa dihitung dengan persamaan (10.19):

$$\left(\frac{dp}{dz} \right)_L = \frac{\lambda_l V_{sl}^{\ 2}}{2 \upsilon_f D}$$

$$\left(\frac{dp}{dz} \right)_G = \frac{\lambda_g V_{sg}^{\ 2}}{2 \upsilon_g D}$$

Kehilangan tekanan di bends, tees atau valve dengan menggunakan persamaan berikut :

$$\Delta p_{TP} = \Delta p_l \left(1 + \frac{c}{x} + \frac{1}{x^2} \right) \qquad (10.25)$$

dimana :

$$C = \left[1 + \left(C_2 - 1 \left(\frac{\upsilon_f}{\upsilon_g} \right)^{0,5} \right) \right] \left[\left(\frac{\upsilon_g}{\upsilon_f} \right)^{0,5} + \left(\frac{\upsilon_f}{\upsilon_g} \right)^{0,5} \right] \qquad (10.26)$$

$$untuk\ bends : C_2 = 1 + 35^{\ P/L}$$
$$tees : C_2 = 1.75$$
$$gate\ valves : C = 1.5$$

<u>Posedure Perhitungan:</u>

Dengan Metoda Lokhart Mantinelli, kehilangan tekanan antara 2 titik dihitung dengan prosedure sebagai berikut :

1. Apabila perhitungan dimulai dari kepala sumur, catat besarnya tekanan kepala sumur.
2. Tentukan $h_f, h_{fg}, v_f, v_g, \mu_f, dan\ \mu_g$ dari steam table
3. Hitung fraksi uap dalam air (dryness) dengan persamaan :

$$X = \frac{h - h_f}{h_{fg}}$$

4. Hitung superficial liquid and gas velocities dengan persamaan berikut :

$$V_{sl} = \frac{m(1-x)v_f}{A}$$

$$V_{sg} = \frac{mxv_g}{A}$$

dimana $A = \frac{\pi D^2}{4}$

5. Hitung Reynold number fasa cair dan fasa uap dengan persamaan berikut :

$$\mathrm{Re}_L = \frac{V_{sl}\ x\ D}{\upsilon_f\ \mu_f}$$

$$\mathrm{Re}_G = \frac{V_{sg}\ x\ D}{v_g\ \mu_g}$$

6. Hitung friction faktor fasa cair (λl) dan fasa uap (λg) dengan persamaan berikut :

$$\lambda = 8\left[\left(8/_{\mathrm{Re}}\right)^{12} + \frac{1}{(A+B)^{3/2}}\right]^{1/12}$$

dimana :

$$A = \left[2.457\left(\ln\frac{1}{\left(7/_{\mathrm{Re}}\right)^{0.9+0.27\ \varepsilon/D}}\right)\right]^{16}$$

$$B = \left(37530/_{\mathrm{Re}}\right)^{16}$$

7. Hitung :

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_L = \frac{\lambda_l\ V_{sl}^{\ 2}}{2\,\upsilon_f\ D}$$

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_G = \frac{\lambda_g\ V_{sg}^{\ 2}}{2\,\upsilon_g\ D}$$

8. Hitung $\mathrm{X} = \left[\frac{(dp/dz)_L}{(dp/dz)_G}\right]^{0.5}$

9. Tentukan $\varnothing$ dari Gambar 11 di Data Sheet.

10. Hitung kehilangan tekanan dua fasa :

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_{TP} = \varnothing^2 \left({dp}/{dz} \right)_{G\,atau\,L}$$

11. Hitung kehilangan tekanan karena gravitasi

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_{g} = \bar{\rho} g \sin\theta$$

12. Hitung kehilangan tekanan di bends, tees atau valve dengan menggunakan persamaan berikut :

$$\Delta p_{TP} = \Delta p_l \left(1 + \frac{c}{x} + \frac{1}{x^2}\right)$$

dimana :

$$C = \left[1 + \left(C_2 - 1\left(\frac{\upsilon_f}{\upsilon_g}\right)^{0,5}\right)\right]\left[\left(\frac{\upsilon_g}{\upsilon_f}\right)^{0,5} + \left(\frac{\upsilon_f}{\upsilon_g}\right)^{0,5}\right]$$

$$untuk\ bends: C_2 = 1 + 35^{\,P/L}$$
$$tees: C_2 = 1.75$$
$$gate\ valves: C = 1.5$$

13. Hitung kehilangan tekanan total :

$$\frac{dp}{dz} = \left[\left(\frac{dp}{dz}\right)_{TP} + \left(\frac{dp}{dz}\right)_{g}\right] x z + \Delta p_{TP}$$

14. Hitung tekanan dititik 2 $(P_2) = P,-$ kehilangan tekanan total .

10.2.2.2.2 Metoda Harrison & Freeston

Harrison & Freeston menentukan pressure drop karena gesekan dan akselerasi berdasarkan persamaan berikut:

$$\left(\frac{dp}{d\ell}\right)_{f\&acc} = \frac{4\tau\omega}{D(1 - A_\ell)} \qquad (10.27)$$

Acc adalah acaleration term.

Dimana:

$$T\omega = C_f \ ½ \frac{\overline{v}_f^{\,2}}{\upsilon_f} \tag{10.28}$$

$$C_f = \frac{\lambda}{4} \tag{10.29}$$

$$AC = \frac{m^2 x^2 \ \upsilon_g}{PA^2 \alpha} \tag{10.30}$$

P = Local pressure.

Pressure drop karena elevasi:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_g = \rho g \sin\theta \tag{10.31}$$

dimana:

$$\rho = \alpha \rho_g + (1-\alpha)\rho_f \tag{10.32}$$

$$\alpha = \frac{1}{1+\left(\frac{1-x}{x}\right)^{0.8}\left(\frac{\upsilon_f}{\upsilon_g}\right)^{0.515}} \tag{10.33}$$

$$V_f = \frac{m(1-x)\upsilon_f}{(1-\alpha)A} \tag{10.34}$$

Kehilangan tekanan untuk tees, elbow dll. ditentukan dengan menentukan equivalent length (EL) dari Gambar pada Data Sheet.

$$\text{Panjang total} = z + EL \tag{10.35}$$

$$\text{Kehilangan tekanan total} = \left(\frac{dp}{dz}\right)_{total} \times \text{panjang total} \tag{10.36}$$

Prosedure Perhitungan:

Dalam metoda ini kehilangan tekanan dihitung dengan prosedure sebagai berikut

1. Apabila perhitungan dimulai dari kepala sumur, catat besarnya tekanan kepala sumur
2. Tentukan sifat h_f, h_{fg}, v_f, v_g, μ_f fluida dengan menggunakan steam table.
3. Hitung fraksi uap dalam air (dryness) dengan persamaan :

$$x = \frac{h - h_f}{h_{fg}}$$

4. Hitung void fraction, α dengan persamaan berikut :

$$\alpha = \frac{1}{1+\left(\frac{1-x}{x}\right)^{0.8}\left(\frac{\upsilon_f}{\upsilon_g}\right)^{0.515}}$$

5. Hitung kecepatan fasa cair $\overline{v}$ f,

$$V_f = \frac{m(1-x)\upsilon_f}{(1-\alpha)\mathrm{A}}$$

dimana:

$$A = \frac{\pi D^2}{4}$$

m = mass flow

6. Hitung Reynold Number, Re :

$$\mathrm{Re} = \frac{m(1-\chi)D}{\mu_f A(1-\alpha)}$$

7. Hitung friction factor, λ :

$$\lambda = 8\left[\left(8/\mathrm{Re}\right)^{12} + \frac{1}{(A+B)^{3/2}}\right]^{1/12}$$

dimana :

$$A = \left[2.457 \ \ln \frac{1}{(7/\mathrm{Re})^{0.9} + 0.27\,\varepsilon/D}\right]^{16}$$

$$\mathrm{B} = (37530/\mathrm{Re})^{16}$$

8. Hitung kehilangan tekanan karena gesekan dan percepatan dengan menggunakan persamaan :

$$\left(\frac{dp}{d\ell}\right)_{f\&acc} = \frac{4\tau\omega}{D(1-\mathrm{A}_\ell)}$$

Dimana:

$$T\omega = C_f \, ½ \frac{\overline{\mathrm{V}}_f^{\,2}}{\upsilon_f}$$

$$C_f = \frac{\lambda}{4}$$

$$AC = \frac{m^2 x^2 \ \upsilon_g}{PA^2 \alpha}$$

9. Hitung $\left(\frac{dp}{dz}\right)_g = \bar{\rho}\, g \sin\theta$

   dimana :

   $\bar{\rho} = \alpha \rho_g + (1 - \alpha)\rho_f$

   $g = 9.8\ m/\sec^2$

   $\sin\theta = \dfrac{\text{perbedaan ketinggian antara 2 titik}}{\text{jarak}}$

10. Hitung equivalent length (EL) untuk tees, elbow dll dengan menggunakan gambar pada Data Sheet.
11. Hitung panjang total = z + EL
12. Hitung kehilangan tekanan total =

    $\left(\frac{dp}{dz}\right)_{total} \times \text{panjang total}$

13. Hitung tekanan pada titik i+1:

    $P_{i+1} = P_i$ - kehilangan tekanan total.

Contoh:

Perhitungan kehilangan tekanan dari kepala sumur hingga permukaan tanah.

Dari hasil pengukuran di lapangan diperoleh data-data berikut ini :

- tekanan, kepala sumur, WHP = 9.63 bara
- laju aliran massa, W = 166.7 ton/jam
- diameter pipa = 0. 248 m
- enthalpy fluida = 1134 kj/kg

Penyelesaian:

1. Pada P = 9.63 bara

   h_f = 755.6 kj/kg

   h_{fg} = 2020.9 kj/kg

   $\upsilon_f = 0.1125 \times 10^{-2}\ m^3/kg$

   υ_g = 0..2020 m^3/kg

   $\mu_f = 150.9 \times 10^{-6}$ kg/m det

2. Fraksi Uap:

$$\chi = \frac{h - h_f}{h_{fg}} = \frac{1134 - 755.6}{2020.9} = 0.1872$$

3. Void fraction

$$\alpha = \frac{1}{1 + \left(\frac{1 - \chi}{\chi}\right)^{0.8} \left(\frac{v_f}{v_g}\right)^{0.515}}$$

$$\alpha = \frac{1}{1 + \left(\frac{1 - 0.1872}{0.1872}\right)^{0.8} \left(\frac{0.1125\ x10^{-2}}{0.2020}\right)^{0.515}}$$

$$\alpha = 0.8173$$

4. Kecepatan fasa cair

$$A = \frac{\pi D^2}{4} = \frac{\pi (0.248)^2}{4} = 4.83 x10^{-2} m^2$$

$$\bar{v}_f = \frac{m(1 - \chi)v_f}{(1 - \alpha)A} = \frac{46.3(1 - 0.1872)0.1125\ x10^{-2}}{(1 - 0.8173)4.83\ x10^{-2}}$$

$$\bar{v}_f = 4.798\ \text{m/detik}$$

5. Bilangan Reynold

$$\text{Re} = \frac{w(1 - \chi)D}{\mu_f A} = \frac{46.3(1 - 0.1872)(0.248)}{150.9 x10^{-6} x 4.83 x10^{-2}} = 1.286\ x10^6$$

6. Friction Factor

$$\varepsilon = 4.5 x10^{-5}$$

$$A = \left[2.457 \ln \frac{1}{(7/\text{Re})^{0.9} + 0.27\,\varepsilon/D}\right]^{16} = 9.281\ x10^{21}$$

$$\text{B} = \left(\frac{37530}{\text{Re}}\right)^{16} = \left(\frac{37530}{1.286 x10^6}\right)^{16} = 2.768 x10^{-25}$$

$$\lambda = 8\left[\left(\frac{8}{\text{Re}}\right)^{12} + \frac{1}{(\text{A} + \text{B})^{3/2}}\right]^{1/12}$$

$$\lambda = 8\left[\left(\frac{8}{1.286\ x\ 10^{6}}\right)^{12} + \frac{1}{\left(9.281\ x\ 10^{21} + 2.768\ x\ 10^{-25}\right)^{3/2}}\right]^{1/12}$$

$$\lambda = 0.0144$$

7. Kehilangan tekanan karena gesekan dan akselerasi:

$$c_f = \frac{\lambda}{4} = \frac{0.0144}{4} = 0.0036$$

$$\tau_w = c_f \frac{\bar{v}_f^{\,2}}{2\upsilon_f} = 0.0036\ x\ \frac{(4.798)^2}{2\ x\ 0.1125\ x10^{-2}}$$

$$\tau_w = 36.83$$

$$AC = \frac{m^2 \chi^2 v_g}{PA^2 \alpha}$$

$$= \frac{(46.3)^2 (0.1872)^2 (0.2020)}{9.63\ x10^{5} (4.83\ x10^{-2})^2 (0.8173)}$$

$$AC = 8.26\ x10^{-3}$$

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_{f\ \&\ acc} = \frac{4\tau_w}{D(1 - AC)}$$

$$= \frac{4(36.83)}{0.248\ (8.26\ x10^{-3})}$$

$$= 599\ Pa/m$$

$$= 5.99\ x10^{-3}\ \text{bara/m}$$

10.2.2.2.3 Metoda Duns & Ros

Metoda ini memperhitungkan pola aliran dan terjadinya slip.

Pola Aliran :

- Bubble Flow
- Slug Flow
- Mist Flow
- Transition Flow

Persamaan kehilangan tekanan:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_t = \left(\frac{dp}{dz}\right)_e + \left(\frac{dp}{dz}\right)_f + \left(\frac{dp}{dz}\right)_a$$

dimana:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_e = g\left[H_L\ \rho_L + (I - H_L)\rho_g \right] \tag{10.37}$$

A. Parameter-Parameter Aliran

Dimensionless Slip Velocity

$$S = V_S \left(\frac{\rho_L}{\sigma_g}\right)^{1/4} \tag{10.38}$$

Vs adalah slip velocity:

$$Vs = \frac{V_{SG}}{I - H_L} - \frac{V_{SL}}{H_L} \tag{10.39}$$

$$H_L = \frac{Vs - Vm + \sqrt{(Vm - Vs)^2 + 4\,Vs\,V_{SL}}}{2\,Vs} \tag{10.40}$$

Dimensionless Parameters :

Liquid Velocity Number:. $N_{LV} = V_{SL} \left(\frac{\rho_L}{g\sigma}\right)^{1/4}$ (10.41)

Gas Velocity Number:. $N_{GV} = V_{SG} \left(\frac{\rho_L}{g\sigma}\right)^{1/4}$ (10.42)

Pipe Diameter Number: . $N_d = D\sqrt{\frac{\rho_L g}{\sigma}}$ (10.43)

Liguid Viscosity Number: . $N_L = \mu_L \left(\frac{g}{\rho_L\ \sigma^3}\right)^{1/4}$ (10.44)

B. Batasan Untuk Pola Aliran

$$L_b = L_1 + L_2\ N_{LV} \tag{10.45}$$

$$L_s = 50 + 36\,N_{LV} \tag{10.46}$$

$$L_m = 75 + 84\ N_{LV}^{\ 0.75} \tag{10.47}$$

dimana L_1 dan L_2 ditentukan dari Gambar pada Data Sheet di Lampiran C.

POLA ALIRAN	BATAS
Bubble Flow	$O \leq N_{GV} \leq L_B$
Sluf Flow	$L_B \leq N_{GV} \leq L_S$
Transition Flow	$L_s \leq N_{GV} \leq L_m$
Mist Flow	$N_{GV} > L_m$

B. Kehilangan Tekanan Untuk Masing-masing Pola Aliran

B1. Bubble Flow Region

$$S = F_1 + F_2 \; N_{LV} + F_3 \left(\frac{N_{GV}}{1 + N_{LV}} \right)^2 \tag{10.48}$$

$$\text{Dan} : F'_3 = F_3 - \frac{F_4}{N_D} \tag{10.49}$$

Dimana : $F_1 F_2 F_3 F_4$ *fungsi* N_L

Kehilangan tekanan karena gesekan:

$$\left(\frac{dp}{dz} \right)_f = f_m \, \rho_L \, V_{SL} \frac{V_m}{2D} \tag{10.50}$$

$$f_m = f_1 \frac{f_2}{f_3}$$

$f_1 \rightarrow$ *Colcbrooke equation*

$$f_c = \left(\frac{1}{1.74 - 2 \log \left(\frac{2\varepsilon}{d} + \frac{18.7}{N \text{ Re} \sqrt{f_g}} \right)} \right)^2 \tag{10.51}$$

Untuk perhitungan faktor gesekan perlu iterasi. dimana, f_c adalah faktor gesekan perhitungan sedangkan f_g adalah faktor gesekan anggapan. Sebagai anggapan awal dapat digunakan persamaan ***Drew, Koo dan McAdam***:

$$f = 0.316 \text{ NRe}^{-0.25} \tag{10.52}$$

Berlaku untuk $3000 < NRe < 3.10^6$ dimana: $\mathrm{Re} = \dfrac{\rho_L V_{SL} D}{\mu_L}$

Apabila ada perbedaan maka harga f_c digunakan sebagai harga f_g pada iterasi berikutnya.

$f_2 \rightarrow$ *Dari Korelasi pada Gambar*

$$f_3 = 1 + \frac{f_1}{4}\sqrt{\frac{V_{SG}}{50\, V_{SL}}} \tag{10.53}$$

B2. Slug Flow Region

$$S = \left(1 + F_5\right)\frac{N_{GV}{}^{0.982} + F_6'}{\left(1 + F_7\, N_{LV}\right)^2} \tag{10.54}$$

Dimana : $F_6' = 0.029\ N_d + F_6$

F_5, F_6 dan F_7 merupakan fungsi dari N_L (Gambar)

Gradien tekanan karena gesekan dihitung dengan cara yang sama seperti untuk aliran bubble flow:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_f = f_m\ \rho_L\ V_{SL}\ \frac{V_m}{2D} \tag{10.55}$$

B3. Mist Flow Region

$$H_L = \frac{V_{SL}}{V_m} \tag{10.56}$$

Kehilangan tekanan karena gesekan:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_f = f_1\, \rho g\ \frac{V_{SG}{}^2}{2D} \tag{10.57}$$

$f_1 \rightarrow$ *Colcbrooke equation*

$$\mathrm{Re} = \frac{\rho g\ V_{SG}\, D}{\mu_G} \tag{10.58}$$

Roughness karena gelombang atau ombak terhadap lapisan cairan dinyatakan oleh korelasi berikut:

$$N\omega = \frac{\left(V_{SG}\, \mu_L\right)^2}{\sigma}\ \frac{\rho_G}{\rho_L} \tag{10.59}$$

Untuk $N_w < 0.005$ $$\frac{\varepsilon}{D} = 34 \frac{\sigma}{\rho_G V_{SG} D} \tag{10.60}$$

Untuk $N_w > 0.005$ $$\frac{\varepsilon}{D} = 174.8 \frac{\sigma N_w^{0.302}}{\rho_G V_{SG}^2 D_h} \tag{10.61}$$

Bila Roughness > 0.05

$$f = 4\left[\frac{1}{\left[4\log_{10}\left(0.027\,\varepsilon/D\right)\right]^2} + 0.067\left(\frac{\varepsilon}{D}\right)^{1.73}\right] \tag{10.62}$$

Pressure Drop Karena Akselerasi

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_a = \frac{V_m V_{SG}\left[\rho_L H_L + \left(1 - H_L\right)\rho_g\right]}{P}\left(\frac{dp}{dz}\right)_t \tag{10.62}$$

B4. Transition Flow Region

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_t = A\left(\frac{dp}{dz}\right)_{slug} + B\left(\frac{dp}{dz}\right)_{mist} \tag{10.63}$$

Dimana :

$$A = \frac{L_m - N_{GV}}{L_m - L_S} \tag{10.64}$$

$$B = \frac{N_{GV} - Ls}{L_m - Ls} \tag{10.65}$$

Densitas uap dikoreksi:

$$\rho_g' = \frac{\rho_g N_{GV}}{L_m} \tag{10.66}$$

10.2.2.2.4 Metoda Hagedorn & Brown

Kehilangan tekanan karena gesekan:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_f = f\rho_f \frac{V_m^2}{2D} \tag{10.67}$$

Dimana : $$\rho_f = \frac{\rho_n^2}{\rho_s} \tag{10.68}$$

$$\rho_n = \rho_L \frac{V_{SL}}{V_m} + \rho_g \frac{V_{SG}}{V_m} \tag{10.69}$$

$$\rho_S = \rho_L H_L' + \rho_g (I - H_L') \tag{10.70}$$

dimana : H_L' – Pseudo Liguid Hold - up

$$Re = \frac{\rho_n V_m D}{\mu_S} \tag{10.71}$$

$$\mu_S = \mu_L^{H_L'} \mu_g^{(I-H_L')} \tag{10.72}$$

Kehilangan tekanan karena akselerasi:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_a = \frac{\rho_S \Delta (V_m^2)}{2\ dz} \tag{10.73}$$

Kehilangan tekanan karena elevasi

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_e = g\left[H_L' \rho_L + (1 - H_L')\rho_g\right] \tag{10.74}$$

dimana :

$$H_L' = \psi\left[exp\left(-3.6372 + 0.8813 \ln(N_{Hold}) - 0.1335\left[\ln(N_{hold})\right]^2 + 0.018534\left[\ln(N_{hold})\right]^3 - 0.001066\left[\ln(N_{hold})\right]^4\right]\right. \tag{10.75}$$

Untuk $N_{hold} > 4000$, $H_L' = \psi$

Untuk $N_{hold} < 0.1$, $H_L' = 0.02633$

Bagaimana Menentukan N_{hold} ?

$$N_{hold} = C_n \left[\frac{N_{LV}}{N_{GV}^{0.575}}\right]\left[\frac{P}{101325}\right]^{0.1}\left[\frac{10^6}{N_d}\right] \tag{10.76}$$

$$C_n = \exp\left(-4.895 - 1.0775 \ln(N_L) - 0.80822(\ell n(N_L))^2 + 0.1597(\ell n(N_L))^3 - 0.01019(Cn(N_L))^4\right. \tag{10.77}$$

Untuk: $N_L > 0.4$ harga $C_n = 0.0115$

Untuk $N_L > 0.002$ harga $C_n = 0.00195$

$$\psi = 1 + \exp\left[6.6598 + 8.8173 \ln(N_{sec}) + 3.7693 (\ell n(N_{sec}))^2 + 0.5359(\ell n(N_{sec}))^3\right] \tag{10.78}$$

Untuk $N_{sec} < 0.01 \rightarrow \psi = 1.00$

Untuk $N_{sec} > 0.09 \rightarrow \psi = 1.82$

Dimana:

$$N_{sec} = \frac{N_{GV} \; N_L^{\;0.38}}{N_D^{\;214}} \tag{10.79}$$

10.2.2.2.5 Metoda Orkiszewski

Metoda Orkiszewski dikembangkan dari Metoda Duns & Ros dengan pola aliran sbb:

- Bubble
- Slug
- Transition
- Mist

A. Batasan Untuk Pola Aliran

- Bubble Flow:

$$\frac{V_{SG}}{V_m} < L_b \tag{10.80}$$

- Slug Flow

$$\frac{V_{SG}}{V_m} > L_b \text{ dan } N_{GV} < L_S \tag{10.81}$$

dimana:

$$L_b = 1.071 - 07277 \frac{V_m^{\;2}}{D} \quad dan \;\; L_b \geq 0.13 \tag{10.82}$$

B. Pressure Drop Untuk Masing-masing Aliran

B1. Bubble Flow Regime

Liquid Hold-up ditentukan dengan persamaan berikut:

$$H_L = 1 - \tfrac{1}{2}\left[1 + \frac{V_m}{V_s}\sqrt{\left(1 + \frac{V_m}{V_S}\right)^2 - \frac{4\;V_{SG}}{V_S}}\right] \tag{10.83}$$

Dimana Vs= konstant = 0.244 m/detik.

Gradien tekanan karena friksi ditentukan dengan persamaan berikut:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_f = \frac{f}{2D}\rho_L V_L^{\;2} \tag{10.84}$$

Dimana :

$$V_L = \frac{V_{SL}}{H_L} \tag{10.85}$$

f ditentukan dengan menggunakan persamaan Colebrook, dengan bilangan Reynold ditentukan sbb.:

$$Re = \frac{\rho_L V_L D}{\mu_L}$$

Untuk bubble flow, besranya gradien tekanan karena akselerasi diabaikan.

B.2 Slug Flow Regime

Gradien tekanan karena elevasi ditentukan dengan persamaan berikut:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_e = \rho_s g = g\left[\frac{\rho_L\left(V_{SL}+V_n\right)+\rho_g V_{SG}}{V_m + V_n} + \Gamma\rho_L\right] \tag{10.86}$$

dimana :

V_n = Taylor rise velocity (kecepatan dari gelembung Taylor atau gelembung yang berbentuk peluru).

Γ = Parameter tak berdimensi yang disebut ‘liquid distribution coeficient”.

Kecepatan dari ‘Taylor bubble” ditentukan dengan korelasi berikut:

$$V_n = C_1\, C_2\, \sqrt{gD} \tag{10.87}$$

dimana C_1 dan C_2 adalah fungsi dari Bubble Reynold Number (Re_b) dan Liquid Reynold Number Re_L , yang masing-masing harganya ditentukan dari korelasi pada Gambar ..

$$Re_b = \frac{V_n\, D\rho_L}{\mu_L}$$

$$Re_L = \frac{V_m\, D\rho_L}{\mu_L}$$

Bila C_2 tidak dapat ditentukan dari Gambar pada Lampiran C, maka kecepatan Taylor bubble harus dihitung dengan cara iterasi dengan menggunakan persamaan-persamaan berikut:

– Apabila $Re_b \leq 3000$:

$$V_n = (0.546 + 8.74x10^{-6} Re_L \sqrt{gD} \quad (10.88)$$

– Apabila $Re_b \geq 8000$:

$$V_n = (0.35 + 8.74x10^{-6} Re_L \sqrt{gD} \quad (10.89)$$

– Apabila $3000 < Re_b < 5000$:

$$\xi = (0.251 + 8.74x10^{-6} Re_L \sqrt{gD} \quad (10.90)$$

dan

$$V_n = 0.5\left[\xi + 0.3048\sqrt{\left(\frac{\xi}{0.3048}\right)^2 + \frac{120184.6\mu_L}{\rho_L\sqrt{D}}}\right] \quad (10.91)$$

Apabila air merupakan fasa yang kontinue (dominan), maka harga "liquid distribution coefficient" ditentukan sbb:

– Apabila $V_m < 3.048$

$$\Gamma = \frac{0.013 \ \log_{10}(1000\,\mu_L)}{5.153D^{1.38}} - 0.681 + 0.232 \ \log_{10}(3.281V_m) - 0.428 \ \log_{10}(3.281D) \quad (10.92)$$

– Apabila $V_m > 3.048$

$$\Gamma = \frac{0.045 \ \log_{10}(1000\,\mu_L)}{2.584D^{0.799}} - 0.709 + 0.162 \ \log_{10}(3.281V_m) - 0.888 \ \log_{10}(3.281D) \quad (10.93)$$

Liquid distribution coefficient dibatasi oleh batasan berikut:

– Apabila $V_m < 3.048$

$$\Gamma \geq -0.2133\,Vm \quad (10.94)$$

– Apabila $V_m > 3.048$

$$\Gamma \geq -\frac{V_n}{V_m + V_n}\left(1 - \frac{\rho_S}{\rho_L}\right) \quad (10.95)$$

Gradien tekanan karena gesekan:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_f = \frac{f\rho_L V_m{}^2}{2D}\left[\frac{V_{SL} + V_n}{V_m + V_n} + \Gamma\right] \quad (10.96)$$

Dimana f ditentukan dengan persamaa Colebrook dengan bilangan Reynold sbb:

$$Re_L = \frac{V_m \; D\rho_L}{\mu_L}$$

Gradien tekanan karena akselerasi diabaikan.

10.2.2.2.6 METODA AZIZ DKK.

Metoda Aziz memperhitungkan pola aliran:

- Bubble
- Slug
- Transition
- Mist

A. Parameter Aliran

Beberapa korelasi empiris digunakan untuk menentukan batasan pola aliran. Korelasi tersebut adalah:

$$N_x = 3.281\, V_{sg} \left(\frac{\rho_g}{1.224} \right)^{1/3} \left(\frac{4.495 \rho_L}{62.4 x 10^3 \sigma} \right)^{1/4} \quad (10.97)$$

$$N_y = 3.281\, V_{SL} \left(\frac{4.495 \rho_L}{62.4 x 10^3 \sigma} \right)^{1/4} \quad (10.98)$$

$$N_1 = 0.51 \left(100\, N_y\right)^{0.172} \quad (10.99)$$

$$N_2 = 8.6 + 3.8\, N_y \quad (10.100)$$

$$N_3 = 70\, \left(100\, N_y\right)^{-0.152} \quad (10.101)$$

B. Batasan Pola Aliran

Batasan pola aliran:

FLOW REGIME	LIMIT
Bubble Flow	$N_x < N_1$
Slug Flow	$N_1 < N_x < N_2$ for $N_y < 4$ $N_1 < N_x < 26.5$ for $N_y \geq 4$
Transition Flow	$N_2 < N_x < N_3$ for $N_y < 4$ Transition flow does not exist for $N_y < 4$
Mist Flow	$N_x > N_3$ for $N_y < 4$ $N_x > 26.5$ for $N_y > 4$

B. Gradien Tekanan Untuk Masing-masing Pola Aliran

B1. Bubble Flow

Liquid holdup apabila pola aliran yang terjadi adalah bubble flow ditentukan sbb:

$$H_L = 1 - \frac{V_{SG}}{V_{bf}} \quad (10.102)$$

dimana V_{bf} adalah kecepatan rata-rata dari naiknya gelembung-gelembung uap (average rise velocity of the bubbles):

$$V_{bf} = 1.2\ V_m + V_o \quad (10.103)$$

Dimana Vo adalah kecepatan naik gelembung uap didalam fluida, yang menurut Zuber et al. (1967) dapat ditentukan dengan korelasi berikut:

$$Vo = 1.41\left[\frac{\sigma g(\rho_L - \rho_G)}{\rho_L^{\ 2}}\right] \quad (10.104)$$

Gradien tekanan karena friksi:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right) = f\rho_S \frac{V_m^{\ 2}}{2D} \quad (10.105)$$

dimana f faktor friksi satu fasa yang dapat ditentukan dengan menggunakan korelasi dari Colebrook dengan Bilangan Reynold di definisikan sebagai berikut:

$$\mathrm{Re} = \frac{\rho_L V_m D}{\mu_L}$$

Kehilangan tekanan karena akselerasi diabaikan.

B2. Slug Flow

Liquid holdup:

$$H_L = 1 - \frac{V_{SG}}{V_n} \quad (10.106)$$

Dianggap bahwa kecepatan rata-rata fasa uap sama dengan kecepatan naiknya Taylor Bubble. Kecepatan naik Taylor bubble ditentukan dengan menggunakan korelasi Nicklen et al. (1962) berikut:

$$V_n = 1.2\ V_m + V_{tb} \quad (10.107)$$

Kecepatan naik Taylor Bubble dalam fasa cair ditentukan dengan menggunakan Korelasi Wallis (1969) berikut:

$$V_{tb} = C\sqrt{\frac{gD\ (\rho_L - \rho_G)}{\rho_L}} \qquad (10.108)$$

dimana C adalah faktor koreksi untuk viskositas dan tegangan permukaan, yang besarnya ditentukan dengan korelasi berikut:

$$C = 0.345\left[1 - \exp\left(-0.029 N_v\right)\right]\left[1 - \exp\left(\frac{3.37 - N_e}{m}\right)\right] \qquad (10.109)$$

dimana:

$$N_e = \frac{gD^2(\rho_L - \rho_G)}{\sigma} \qquad (10.110)$$

$$N_v = \sqrt{\frac{gD^3\rho_L(\rho_L - \rho_G)}{\mu_L}} \qquad (10.111)$$

N_v	m
≥ 250	10
$250 > N_v > 18$	$69\ Nv^{-0.35}$
≤ 18	25

Kehilangan tekanan karena friksi:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right) = f\rho_S \frac{V_m^{\ 2}}{2D} \qquad (10.112)$$

dimana f faktor friksi satu fasa yang dapat ditentukan dengan menggunakan korelasi dari Colebrook dengan Bilangan Reynold di definisikan sebagai berikut:

$$\mathrm{Re} = \frac{\rho_L V_m D}{\mu_L}$$

Kehilangan tekanan karena akselerasi diabaikan.

B3. Transition Flow

Kehilangan tekanan karena friksi:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_t = \left(\frac{dp}{dz}\right)_{slug} + \left(\frac{dp}{dz}\right)_{mist} \qquad (10.113)$$

dimana:

$$A = \frac{N_3 - N_x}{N_3 - N_2} \qquad (10.114)$$

dan

$$B = \frac{N_x - N_2}{N_3 - N_2} \qquad (10.115)$$

10.3 KEHILANGAN TEKANAN DI FITTINGS

Jenis-jenis fittings:

- Expansions
- Contractions
- Orifice Plates
- Valves
- Bends

Pressure drop di pipa alir dua fasa, antara lain dapat dinyatakan dengan persamaan berikut (separated model):

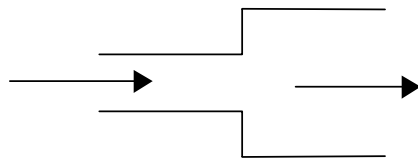
$$\Delta p_{tp} = \phi_{LO}^{\;2}\ x\ \Delta p_{LO} \qquad (10.116)$$

dimana:

$\Delta p_{tp} = kehilangan\ tekanan\ dua - fasa$

$\phi^2_{tp} = two - phase\ multiplier$

$\Delta p_{LO} = kehilangan\ tekanan\ satu\ \ fasa\ (fasa\ cair)$

10.3.1 Expansions

Area ratio:

$$\sigma = \left(\frac{D_1}{D_2}\right)^2 \qquad (10.117)$$

Metoda Simpson (1983):

$$\Delta p_{tp} = \phi_{LO}^{\;2}\ x\ \Delta p_{LO} \qquad (10.118)$$

dimana:

$$f\,^{2}{}_{LO} = \left[1 + \left\{ \left(\frac{r_L}{r_G} \right)^{1/6} - 1 \right\} \right] * \left[1 + \times \left\{ \left(\frac{r_L}{r_G} \right)^{5/6} - 1 \right\} \right] \quad (10.119)$$

$$\Delta p_{LO} = -\frac{G_1^{\,2}}{2\rho_L} \left\{ \sigma^2 - 1 + (1-\sigma)^2 \right\} \quad (10.120)$$

10.3.2 Contractions

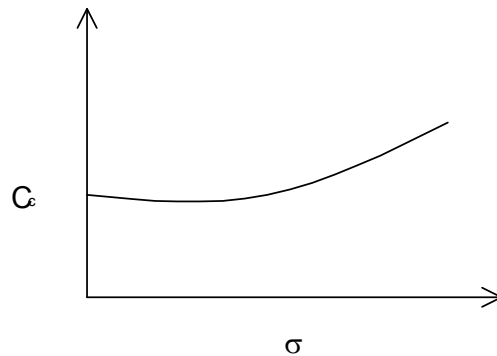
$$\Delta p_{tp} = \phi_{LO}^{\;2} \; x \; \Delta p_{LO} \quad (10.121)$$

dimana:

$$\phi^2{}_{LO} = 1 + x \left(\frac{\rho_L}{\rho_G} - 1 \right) \quad (10.122)$$

$$\Delta p_{LO} = -\frac{G_2^{\,2}}{2\;\rho_L} \left\{ 1 - \sigma^2 - 1 + (c_c - 1)^2 \right\} \quad (10.123)$$

Dimana:

C_c – single phase contraction coeff.

10.3.3 Orifice Plates

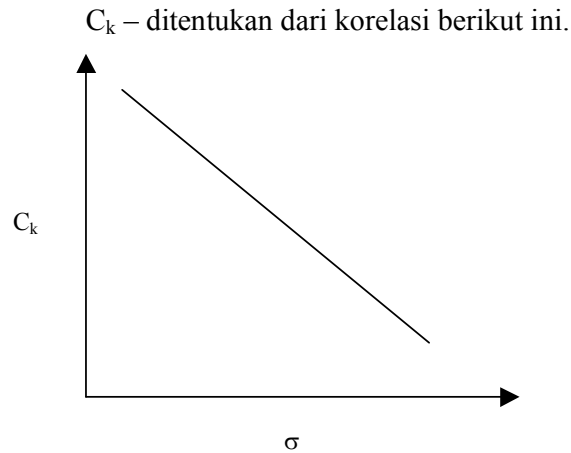
$$\Delta p_{tp} = \phi_{LO}^{\;2} \; x \; \Delta p_{LO} \quad (10.124)$$

dimana:

$$\phi^2{}_{LO} = \left[1 + \left\{ \left(\frac{\rho_L}{\rho_G} \right)^{1/6} - 1 \right\} \right] * \left[1 + x \left\{ \left(\frac{\rho_L}{\rho_G} \right)^{5/6} - 1 \right\} \right] \quad (10.125)$$

$$\Delta p_{LO} = \frac{G_1^{\,2} c_k}{2\,\rho_L} \quad (10.126)$$

Dimana:

C_k – ditentukan dari korelasi berikut ini.

10.3.4 Valves

$$\Delta p_{tp} = \phi_{LO}^{2} \; x \; \Delta p_{LO} \tag{10.127}$$

dimana:

$$\Delta p_{LO} = \frac{G_1^{2} c_k}{2 \rho_L} \tag{10.128}$$

ϕ^2_{LO} dan c_k ditentukan dari Tabel dibawah ini

10.3.5 Bends

$$\Delta p_{tp} = \phi_{LO}^{2} \; x \; \Delta p_{LO} \tag{10.129}$$

dimana:

$$\phi^2_{LO} = 1 + \left\{ \frac{\rho_L}{\rho_G} - 1 \right\} * \left\{ Bx\,(1 - x) + x^2 \right\} \tag{10.130}$$

$$B = 1 + \frac{2.2}{c_k (2 + R/D)} \tag{10.131}$$

C_k ditentukan dari Gambar dibawah ini.

Contoh:

Hitunglah besarnya kehilangan tekanan karena adanya 90^o bend (radius ratio=2) di pipa alir dua fasa berdiameter 20 cm yang mengalirkan 31.4 kg/detik campuran uap-air yang mempunyai enthalpy 1000 kJ/kg pada tekanan 10 bar.

Gunakan Metoda Harrison-Freeston dan bandingkan hasilnya dengan metoda yang diusulkan oleh ESDU berikut ini:

ESDU:

$$\Delta p_{TP} = \phi^2_{LO} \ x \ \Delta p_{LO}$$

dimana

$$\phi^2_{LO} = 1 + \left(\frac{\rho_L}{\rho_G} - 1 \right) \left[Bx(1 - x) + x^2 \right]$$

$$B = 1 + \frac{2.2}{C_K (2 + R/D)}$$

$$\Delta p_{LO} = \frac{G^2 C_K}{2 \rho_L}$$

Solution:

Data :

d pipa = 20 cm = 0.2 m.

m = 31. 4 kg/detik

P = 10 bara

h = 1000 kJ/kg .

A. ESDU

Pada 10 bara:

$$\upsilon_f = 0.1128 x 10^{-2} \ m^3/kg \rightarrow \rho_f = 886.5 kg/m^3$$

$$\upsilon_g = 0.1944 \ m^3/kg \rightarrow \rho_g = 5.144 \ kg/m^3$$

$$\mu_f = 149 \ x \ 10^{-6} \ kg/m \sec$$

$$h_f = 763 \ \text{kJ/kg}$$

$$h_{fg} = 2015 \ \text{kJ/kg}$$

$$x = \frac{h - h_f}{h_{fg}} = \frac{1000 - 76\ 3}{2015} = \frac{237}{2015} = 0.12$$

Massflux:

$$G = \frac{m}{A} = \frac{31.4\ x\ 4}{\pi\ d^2} = \frac{31.4\ x\ 4}{\pi\ (0.2)}$$

$$G = 999\ \ kg/_{s}\ m^2$$

$$R_e = \frac{G\ x\ D}{\mu_f} = \frac{999\ x\ 0.2}{149\ x\ 10^{-6}} = 1.34\ x\ 10^6$$

Dari chart $\Rightarrow$ *Untuk* $R/_{D} = 2$ & $\text{Re} = 1.34\ x\ 10^6$ diperoleh harga $C_K = 0.17$

$$\Delta p_{LO} = \frac{G^2\ C_K}{2\ \rho_L} = \frac{999^2\ x\ 0.17}{2\ x\ 886.5} = 95.7\ N/_{m}{}^2$$

$$B = 1 + \frac{2.2}{C_K\left(2 + R/_{D}\right)} = 1 + \frac{2.2}{0.17\ (2+2)}$$

$$B = 4.235$$

$$\phi_{LO}^2 = 1 + \left(\frac{\rho_L}{\rho_g} - 1\right)\left[B\ x\ (1 - x) + x^2\right]$$

$$= 1 + \left(\frac{886.5}{5.144} - 1\right)\left[4.235x0.12\ (1 - 0.12) + 0.12^2\right] = 80.1$$

$$\Delta p_{Tp} = \phi_{LO}^2\ x\ p_{LO}$$

$$\Delta p_{TP} = 80.1\ x\ 95.7 = 7665\ \ N/_{m^2} = 0.077\ bar$$

B. Metoda Harrison & Freeston

Kecepatan fasa cair:

$$V_f = \frac{m\ (1 - x)\upsilon_f}{A\ (1 - \alpha)} = \frac{m\ (1 - x)\upsilon_f\ x\ 4}{\pi\ d^2(1 - \alpha)}$$

Pada 10 bar

$$\upsilon_f = 0.11128x10^{-2}\ m^3/_{kg}$$

$$\rho_f = 886.5\ kg/_{m^3}$$

$$\upsilon_g = 0.1944\ \ m^3/_{kg}$$

$$\mu_f = 149\ x\ 10^{-6}\ kg/m.\sec$$

$$h_f = 763\ kJ/kg$$

$$h_{fg} = 2015\ \ kJ/kg$$

$$\chi = \frac{h - h_f}{h_{fg}} = \frac{1000 - 763}{2015} = \frac{237}{2015} = 0.12$$

$$\alpha = \frac{1}{1 + \left(\frac{1-X}{X}\right)^{0.8} \left(\frac{\upsilon_f}{\upsilon_g}\right)^{0.515}}$$

$$\alpha = \frac{1}{1 + \left(\frac{1-0.12}{0.12}\right)^{0.8} \left(\frac{0.1128 \ x \ 10^{-2}}{0.1944}\right)^{0.515}}$$

$$\alpha = \frac{1}{1 + (4.923)(7.05 \ x \ 10^{-2})} = 0.74$$

$$V_f = \frac{m \ (1 - x) \upsilon_f \, x \ 4}{\pi d^2 \ (1 - \alpha)}$$

$$V_f = \frac{31.4 (1 - 0.12)(0.1128 \ x \ 10^{-2})4}{3.14 (0.2)^2 (1 - 0.74)}$$

$$Vf = 3.82 \ {}^{m}/_{sec}$$

Dari Chart 90°Elbow:

Equivalen Length = 60 D

$$\left({}^{dp}/_{dz}\right) = 60 \ x \ 0.2 \ x \left(\frac{dp}{dz}\right)_{sp} = 12\left(\frac{dp}{dz}\right)_{sp}$$

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_{sp} = \frac{4\tau_\omega}{D} = \frac{4 \, x \frac{1}{2} \rho_f V_f^{\,2} \, x \frac{\lambda}{4}}{D}$$

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_{sp} = \frac{\lambda}{2} \frac{\rho_f V_f}{D}$$

$$Re = \frac{m \ (1 - x) \upsilon_f \ x \ 4}{\pi \ D^2} \ \frac{1}{\upsilon_f} \ \frac{D}{\mu_f}$$

$$Re = \frac{31.4 \ x \ 0.88 \ x \ 4}{\pi \ x \ 0.2 \ x \ 149 \ x \ 10^{-6}}$$

$$Re_s = 1.18 \ x \ 10^6$$

$$\left(Or \ Re_s = Re(1 - x) = 1.34 x 10^6 \ x \ 0.88 = 1.18 x 10^6\right) \frac{\varepsilon}{D} = 0.0002 \rightarrow \lambda = 0.0148$$

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_{sp} = \frac{0.0148}{2} \ 886.5 \ \frac{(3.82)^2}{0.2}$$

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_{sp} = 478.6 \ {}^{Pa}/_{m}$$

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta z}\right)_{TP} = 12\left(\frac{dp}{dz}\right)_{sp}$$

$$\left(\frac{dp}{dz}\right) = 12(478.6) = 5743\ \mathrm{Pa/m^2} = 0.057\ \mathrm{bar}$$

10.4 SOAL LATIHAN

1. Tiga sumur, dengan laju alir total 820 ton/jam dan enthalpy fluida 1100 kJ/kg, digunakan untuk mensuplai uap ke turbin yang mempunyai kapasitas terpasang 20 MWe. Fluida dari ketiga sumur tersebut dialirkan ke sebuah separator. Jarak dari masing-masing sumur ke separator adalah 200 meter. Sebuah pipa yang panjangnya 1000 meter digunakan untuk mengalirkan uap dari separator menuju turbin. Tekanan optimum separator adalah 5.5 bar.

   Anggap:

   - ❖ Kecepatan superfisial uap di pipa alir dua fasa adalah sekitar 40 m/detik.
   - ❖ Kecepatan alir uap di pipa alir uap sekitar 40 m/detik.
   - ❖ Pipa lurus, tidak ada bends atau fittings.

   (i) Tentukan ukuran pipa alir dua fasa dan pipa alir uap yang paling tepat digunakan, apabila pipa yang tersedia di gudang adalah yang berukuran sebagai berikut: 300 mm, 350, ………. 950, 1000 mm (pertambahan 50 mm).

   (ii) Hitung besarnya kehilangan tekanan di masing-masing pipa.

   (iii) Hitung besarnya tekanan operasi di kepala sumur

   (iv) Hitung tekanan masuk turbin (Turbin Inlet Pressure).

2. Perkirakanlah besarnya kehilangan tekanan dari titik 1 hingga titik 6 di pipa alir dua-fasa (uap-air) berikut:

Section	Perubahan Elevasi (m)	Panjang Pipa (m)	Keterangan
1-2	0	170	Pipa Lurus
2-3	0	-	90^o Bend
3-4	Naik 15 m	40	Pipa Lurus
4-5	0	-	90^o Bend
5-6	0	500	Pipa Lurus

Diameter dalam pipa = 438 mm
Laju alir masa total = 46 kg/detik
Tekanan di titik-1 = 9 bara
Enthalpy di titik-1 = 1134 kJ/kg

3. Sebuah sumur di bor di lapangan dominasi uap. Pada tekanan kepala sumur 8 bara, sumur tersebut memproduksikan uap dengan laju alir 15 kg/detik. Drawdown dapat dinyatakan oleh persamaan berikut:

   $$m = C\left(P_r^2 - P_w^2\right)^{0.75}$$

   dimana:

   m = Laju alir uap (kg/detik)
   Pr = Tekanan reservoir (bara)
   Pw = Tekanan alir di muka feed point (bara)
   C = Konstanta = 0.23 kg/s/bar$^{1.5}$

   Apabila tekanan reservoirnya adalah 20 bara, tentukanlah kedalaman feed point. Lakukan satu kali perhitungan saja, yaitu hanya untuk satu selang tekanan:

   Δp = tekanan di muka feed point – tekanan di kepala sumur.

   Gunakan asumsi berikut:

   - ❖ Diameter casing 0.33 meter (anggap tidak berubah mulai dari permukaan)
   - ❖ Di semua titik di sumur fluida adalah satu fasa pada keadaan jenuh (saturated steam).
   - ❖ Di dalam sumur tidak terjadi kehilangan panas.

BAB XI
DAFTAR PUSTAKA

1. Bodvarsson G.S. and Whiterspoon P.A. (1989): Geothermal Reservoir Engineering, Geotherm. Sci. & Tech., Volume 2(1) pp. 1-68.
2. Browne P.R.L and Brown.K (1996) : Geothermal Technology : Earth Science Notes, Material for Teaching the Teachers Course III (Kerjasama Geothermal Institute Institute Univ. of Auckland dengan ITB).
3. Dickson M. Han Fanelli M (1990) : Small Geothermal Resources, A Guide to Development and Utilization,UNITAR & UNDP Development and Utilisation, 262 pp.
4. Ellis A.J. dan Mahon W. A.J. (1977): Chemistry and Geothermal Systems, Academic press, New York, 391 pp.
5. Freeston D. H & Browne P.R.L (1994) : Geothermal Technology, Materi kursus Teaching the Teachers Th 1994, 146 pp.
6. Freeston D.H (1996) : Geothermal Technology : Engineering Notes, Material for Teaching the Teachers Course III.
7. Freeston D. H & Browne P.R.L (1997) : *Geothermal Technology,* Materi kursus Teaching the Teachers Th 1994, 146 pp.
8. Grant, M.A., Donaldson, I.G. and Bixley, P.F. (1982) Geothermal Reservoir Engineering. Academic Press., New York, 3669 pp.
9. Kestin J., Dipippo R. et al. (editors): (1990) : Sourcebook On the Production of Electricity From Geothermal Energy, United States Department of Energy, 997 pp.
10. Mahon, T., Anderson E. and Ussher G. (1995): Exploration of Geothermal System Through the Eyes of a Geothermal Consulting Company, Proc. of the World Geothermal Congress, pp. 2925-2928.
11. McGuinness, M. (1996): Interference Testing, Lecture Notes, Geothermal Institute - University of Auckland.
12. McGuinness, M. (1997): Well and Interference Testing, Lecture Notes, Geothermal Institute - University of Auckland.
13. O'Sullivan, M.J. and Mc.Kibbin R. (1987): Geothermal Reservoir Engineering, Course Material, Geothermal Institute - University of Auckland.
14. O’Sullivan, M.J. (1987) Geothermal reservoir simulation. *Applied Geothermics*, John Wiley & Sons, Ltd., 111-124.
15. O’Sullivan M.J & McKibbin R. (1989): Geothermal Reservoir Engineering, a Manual for Geothermal Reservoir Engineering Course at the Geothermal Institute – University of Auckland.

16. Sanyal, S.K. and Koenig, B. (1995): Resource Risk and Its Mitigation for the Financing of Geothermal Projects, Proc. of the World Geothermal Congress, pp. 2911-2915.

17. Freeston D.H (1996) : *Geothermal Technology : Engineering Notes*, Material for Teaching the Teachers Course III.

18. Wahl, F. W. : "Geothermal Energy Utilization", John Wiley & Sons, New York, 1977.

19. Brill J.P. and Beggs H.D. (1991): *Two Phase Flow in Pipes*. University of Tulsa, Sixth Edition.

20. Hadgu T. (1989): *Vertical Two-Phase Flow Studies and Modelling of Flow in Geothermal Wells.* University of Auckland, Department of Mechanical Engineering, Ph.D. Thesis.

21. Torrens, T.S. (1993): *Vertical Upward Two-Phase Flow in an Annulus.* University of Auckland, Department of Mechanical Engineering, M.E. Thesis.

22. Freeston D. H & Browne P.R.L (1994) : *Geothermal Technology,* Materi kursus Teaching the Teachers Th 1994, 146 pp.

23. Freeston D.H (1996) : *Geothermal Technology: Engineering Notes*, Material for Teaching the Teachers Course III.

LAMPIRAN A

TABEL UAP
UNTUK PENENTUAN SIFAT TERMODINAMIKA
UAP DAN AIR MURNI

NOTATION AND UNITS

a	m/s	– velocity of sound
$c_p, \tilde{c}_p$	kJ/kg K, kJ/kmol K	– specific, molar heat capacity at constant p
$c_v, \tilde{c}_v$	kJ/kg K, kJ/kmol K	– specific, molar heat capacity at constant v
$g, \tilde{g}$	kJ/kg, kJ/kmol	– specific, molar Gibbs function $(h - Ts, \tilde{h} - T\tilde{s})$
$\Delta\tilde{g}^{\circ}$	kJ/kmol	– molar Gibbs function of reaction at standard pressure $p^{\circ} = 1$ bar
$h, \tilde{h}$	kJ/kg, kJ/kmol	– specific, molar enthalpy $(u + pv, \tilde{u} + p\tilde{v})$
$\Delta\tilde{h}^{\circ}$	kJ/kmol	– molar enthalpy of reaction at standard pressure $p^{\circ} = 1$ bar
K°		– equilibrium constant
k	kW/m K	– thermal conductivity
$\tilde{m}$	kg/kmol	– molar mass
p	bar	– absolute pressure
Pr	–	– Prandtl number $(c_p\mu/k)$
$R, \tilde{R}$	kJ/kg K, kJ/kmol K	– specific, molar (universal) gas constant
$s, \tilde{s}$	kJ/kg K, kJ/kmol K	– specific, molar entropy
T	K or °C	– absolute temperature (K) or Celsius temperature (°C)
ΔT	K	– temperature interval or difference
$u, \tilde{u}$	kJ/kg, kJ/kmol	– specific, molar internal energy
$v, \tilde{v}$	m^3/kg, m^3/kmol	– specific, molar volume $(1/\rho, 1/\tilde{\rho})$
z	m	– geometric altitude above sea level
γ	–	– ratio of specific heat capacities $(c_p/c_v = \tilde{c}_p/\tilde{c}_v)$
$\bar{\lambda}$	m	– mean free path
μ	kg/m s = N s/m^2	– dynamic viscosity
ν	m^2/s	– kinematic viscosity (μ/ρ)
$\rho, \tilde{\rho}$	kg/m^3, kmol/m^3	– mass, molar density $(1/v, 1/\tilde{v})$

Subscripts

c – refers to a property in the critical state
f – refers to a property of the saturated liquid
g – refers to a property of the saturated vapour
fg – refers to a change of phase at constant p
i – refers to a property of the saturated solid
s – refers to a saturation temperature or pressure

Superscripts

~ – refers to a molar property (i.e. per unit amount of substance)
$^{\circ}$ – refers to a property at standard pressure $p^{\circ} = 1$ bar (the superscript o is often used)

Saturated Water and Steam

T	p_s	v_g	h_f	h_{fg}	h_g	s_f	s_{fg}	s_g
[°C]	[bar]	[m^3/kg]		[kJ/kg]			[kJ/kg K]	
0.01	0.006112	206.1	0*	2500.8	2500.8	0†	9.155	9.155
1	0.006566	192.6	4.2	2498.3	2502.5	0.015	9.113	9.128
2	0.007054	179.9	8.4	2495.9	2504.3	0.031	9.071	9.102
3	0.007575	168.2	12.6	2493.6	2506.2	0.046	9.030	9.076
4	0.008129	157.3	16.8	2491.3	2508.1	0.061	8.989	9.050
5	0.008719	147.1	21.0	2488.9	2509.9	0.076	8.948	9.024
6	0.009346	137.8	25.2	2486.6	2511.8	0.091	8.908	8.999
7	0.01001	129.1	29.4	2484.3	2513.7	0.106	8.868	8.974
8	0.01072	121.0	33.6	2481.9	2515.5	0.121	8.828	8.949
9	0.01147	113.4	37.8	2479.6	2517.4	0.136	8.788	8.924
10	0.01227	106.4	42.0	2477.2	2519.2	0.151	8.749	8.900
11	0.01312	99.90	46.2	2474.9	2521.1	0.166	8.710	8.876
12	0.01401	93.83	50.4	2472.5	2522.9	0.180	8.671	8.851
13	0.01497	88.17	54.6	2470.2	2524.8	0.195	8.633	8.828
14	0.01597	82.89	58.8	2467.8	2526.6	0.210	8.594	8.804
15	0.01704	77.97	62.9	2465.5	2528.4	0.224	8.556	8.780
16	0.01817	73.38	67.1	2463.1	2530.2	0.239	8.518	8.757
17	0.01936	69.09	71.3	2460.8	2532.1	0.253	8.481	8.734
18	0.02063	65.08	75.5	2458.4	2533.9	0.268	8.444	8.712
19	0.02196	61.34	79.7	2456.0	2535.7	0.282	8.407	8.689
20	0.02337	57.84	83.9	2453.7	2537.6	0.296	8.370	8.666
21	0.02486	54.56	88.0	2451.4	2539.4	0.310	8.334	8.644
22	0.02642	51.49	92.2	2449.0	2541.2	0.325	8.297	8.622
23	0.02808	48.62	96.4	2446.6	2543.0	0.339	8.261	8.600
24	0.02982	45.92	100.6	2444.2	2544.8	0.353	8.226	8.579
25	0.03166	43.40	104.8	2441.8	2546.6	0.367	8.190	8.557
26	0.03360	41.03	108.9	2439.5	2548.4	0.381	8.155	8.536
27	0.03564	38.81	113.1	2437.2	2550.3	0.395	8.120	8.515
28	0.03778	36.73	117.3	2434.8	2552.1	0.409	8.085	8.494
29	0.04004	34.77	121.5	2432.4	2553.9	0.423	8.050	8.473
30	0.04242	32.93	125.7	2430.0	2555.7	0.436	8.016	8.452
32	0.04754	29.57	134.0	2425.3	2559.3	0.464	7.948	8.412
34	0.05318	26.60	142.4	2420.5	2562.9	0.491	7.881	8.372
36	0.05940	23.97	150.7	2415.8	2566.5	0.518	7.814	8.332
38	0.06624	21.63	159.1	2411.0	2570.1	0.545	7.749	8.294
40	0.07375	19.55	167.5	2406.2	2573.7	0.572	7.684	8.256
42	0.08198	17.69	175.8	2401.4	2577.2	0.599	7.620	8.219
44	0.09100	16.03	184.2	2396.6	2580.8	0.625	7.557	8.182
46	0.1009	14.56	192.5	2391.8	2584.3	0.651	7.494	8.145
48	0.1116	13.23	200.9	2387.0	2587.9	0.678	7.433	8.111
50	0.1233	12.04	209.3	2382.1	2591.4	0.704	7.371	8.075
55	0.1574	9.578	230.2	2370.1	2600.3	0.768	7.223	7.991
60	0.1992	7.678	251.1	2357.9	2609.0	0.831	7.078	7.909
65	0.2501	6.201	272.0	2345.7	2617.7	0.893	6.937	7.830
70	0.3116	5.045	293.0	2333.3	2626.3	0.955	6.800	7.755
75	0.3855	4.133	313.9	2320.8	2634.7	1.015	6.666	7.681
80	0.4736	3.408	334.9	2308.3	2643.2	1.075	6.536	7.611
85	0.5780	2.828	355.9	2295.6	2651.5	1.134	6.410	7.544
90	0.7011	2.361	376.9	2282.8	2659.7	1.192	6.286	7.478
95	0.8453	1.982	398.0	2269.8	2667.8	1.250	6.166	7.416
100	1.01325	1.673	419.1	2256.7	2675.8	1.307	6.048	7.355

† u and s are chosen to be zero for saturated liquid at the triple point.

Note: values of v_f can be found on p. 10.

p [bar]	T_s [°C]	v_g [m³/kg]	u_f [kJ/kg]	u_g	h_f	h_{fg} [kJ/kg]	h_g	s_f	s_{fg} [kJ/kg K]	s_g
0.006112	0.01	206.1	0†	2375	0*	2501	2501	0†	9.155	9.155
0.010	7.0	129.2	29	2385	29	2485	2514	0.106	8.868	8.974
0.015	13.0	87.98	55	2393	55	2470	2525	0.196	8.631	8.827
0.020	17.5	67.01	73	2399	73	2460	2533	0.261	8.462	8.723
0.025	21.1	54.26	88	2403	88	2451	2539	0.312	8.330	8.642
0.030	24.1	45.67	101	2408	101	2444	2545	0.354	8.222	8.576
0.035	26.7	39.48	112	2412	112	2438	2550	0.391	8.130	8.521
0.040	29.0	34.80	121	2415	121	2433	2554	0.422	8.051	8.473
0.045	31.0	31.14	130	2418	130	2428	2558	0.451	7.980	8.431
0.050	32.9	28.20	138	2420	138	2423	2561	0.476	7.918	8.394
0.055	34.6	25.77	145	2422	145	2419	2564	0.500	7.860	8.360
0.060	36.2	23.74	152	2425	152	2415	2567	0.521	7.808	8.329
0.065	37.7	22.02	158	2427	158	2412	2570	0.541	7.760	8.301
0.070	39.0	20.53	163	2428	163	2409	2572	0.559	7.715	8.274
0.075	40.3	19.24	169	2430	169	2405	2574	0.576	7.674	8.250
0.080	41.5	18.10	174	2432	174	2402	2576	0.593	7.634	8.227
0.085	42.7	17.10	179	2434	179	2400	2579	0.608	7.598	8.206
0.090	43.8	16.20	183	2435	183	2397	2580	0.622	7.564	8.186
0.095	44.8	15.40	188	2436	188	2394	2582	0.636	7.531	8.167
0.100	45.8	14.67	192	2437	192	2392	2584	0.649	7.500	8.149
0.12	49.4	12.36	207	2442	207	2383	2590	0.696	7.389	8.085
0.14	52.6	10.69	220	2446	220	2376	2596	0.737	7.294	8.031
0.16	55.3	9.432	232	2450	232	2369	2601	0.772	7.213	7.985
0.18	57.8	8.444	242	2453	242	2363	2605	0.804	7.140	7.944
0.20	60.1	7.648	251	2456	251	2358	2609	0.832	7.075	7.907
0.22	62.2	6.994	260	2459	260	2353	2613	0.858	7.016	7.874
0.24	64.1	6.445	268	2461	268	2348	2616	0.882	6.962	7.844
0.26	65.9	5.979	276	2464	276	2343	2619	0.904	6.913	7.817
0.28	67.5	5.578	283	2466	283	2339	2622	0.925	6.866	7.791
0.30	69.1	5.228	289	2468	289	2336	2625	0.944	6.823	7.767
0.32	70.6	4.921	295	2470	295	2332	2627	0.962	6.783	7.745
0.34	72.0	4.649	302	2472	302	2328	2630	0.980	6.745	7.725
0.36	73.4	4.407	307	2473	307	2325	2632	0.996	6.709	7.705
0.38	74.7	4.189	312	2475	312	2322	2634	1.011	6.675	7.686
0.40	75.9	3.992	318	2476	318	2318	2636	1.026	6.643	7.669
0.42	77.1	3.814	323	2478	323	2315	2638	1.040	6.612	7.652
0.44	78.2	3.651	327	2479	327	2313	2640	1.054	6.582	7.636
0.46	79.3	3.502	332	2481	332	2310	2642	1.067	6.554	7.621
0.48	80.3	3.366	336	2482	336	2308	2644	1.079	6.528	7.607
0.50	81.3	3.239	340	2483	340	2305	2645	1.091	6.502	7.593
0.55	83.7	2.964	351	2486	351	2298	2649	1.119	6.442	7.561
0.60	86.0	2.731	360	2489	360	2293	2653	1.145	6.386	7.531
0.65	88.0	2.535	369	2492	369	2288	2657	1.169	6.335	7.504
0.70	90.0	2.364	377	2494	377	2283	2660	1.192	6.286	7.478
0.75	91.8	2.217	384	2496	384	2278	2662	1.213	6.243	7.456
0.80	93.5	2.087	392	2498	392	2273	2665	1.233	6.201	7.434
0.85	95.2	1.972	399	2500	399	2269	2668	1.252	6.162	7.414
0.90	96.7	1.869	405	2502	405	2266	2671	1.270	6.124	7.394
0.95	98.2	1.777	411	2504	411	2262	2673	1.287	6.089	7.376
1.00	99.6	1.694	417	2506	417	2258	2675	1.303	6.056	7.359

* $$\frac{h_f}{[\text{kJ/kg}]} = \frac{pv_f}{[\text{kJ/kg}]} = \frac{p}{[\text{bar}]} \times \frac{10^5[\text{N}]}{[\text{m}^2]} \times \frac{v_f}{[\text{m}^3/\text{kg}]} \times \left[\frac{\text{m}^3}{\text{kg}}\right] \times \frac{[\text{kJ}]}{10^3[\text{N m}]} \times \frac{1}{[\text{kJ/kg}]}$$

$$= \frac{p}{[\text{bar}]} \times \frac{v_f}{[\text{m}^3/\text{kg}]} \times 10^2 = 0.006112 \times 0.0010002 \times 10^2 = 0.0006112$$

Saturated Water and Steam

p	T_s	v_g	u_f	u_g	h_f	h_{fg}	h_g	s_f	s_{fg}	s_g
[bar]	[°C]	[m^3/kg]	[kJ/kg]			[kJ/kg]			[kJ/kg K]	
1.0	99.6	1.694	417	2506	417	2258	2675	1.303	6.056	7.359
1.1	102.3	1.549	429	2510	429	2251	2680	1.333	5.994	7.327
1.2	104.8	1.428	439	2512	439	2244	2683	1.361	5.937	7.298
1.3	107.1	1.325	449	2515	449	2238	2687	1.387	5.884	7.271
1.4	109.3	1.236	458	2517	458	2232	2690	1.411	5.835	7.246
1.5	111.4	1.159	467	2519	467	2226	2693	1.434	5.789	7.223
1.6	113.3	1.091	475	2521	475	2221	2696	1.455	5.747	7.202
1.7	115.2	1.031	483	2524	483	2216	2699	1.475	5.707	7.182
1.8	116.9	0.9774	491	2526	491	2211	2702	1.494	5.669	7.163
1.9	118.6	0.9292	498	2528	498	2206	2704	1.513	5.632	7.145
2.0	120.2	0.8856	505	2530	505	2202	2707	1.530	5.597	7.127
2.1	121.8	0.8461	511	2531	511	2198	2709	1.547	5.564	7.111
2.2	123.3	0.8100	518	2533	518	2193	2711	1.563	5.533	7.096
2.3	124.7	0.7770	524	2534	524	2189	2713	1.578	5.503	7.081
2.4	126.1	0.7466	530	2536	530	2185	2715	1.593	5.474	7.067
2.5	127.4	0.7186	535	2537	535	2182	2717	1.607	5.446	7.053
2.6	128.7	0.6927	541	2539	541	2178	2719	1.621	5.419	7.040
2.7	130.0	0.6686	546	2540	546	2174	2720	1.634	5.393	7.027
2.8	131.2	0.6462	551	2541	551	2171	2722	1.647	5.368	7.015
2.9	132.4	0.6253	556	2543	556	2168	2724	1.660	5.344	7.004
3.0	133.5	0.6057	561	2544	561	2164	2725	1.672	5.321	6.993
3.5	138.9	0.5241	584	2549	584	2148	2732	1.727	5.214	6.941
4.0	143.6	0.4623	605	2554	605	2134	2739	1.776	5.121	6.897
4.5	147.9	0.4139	623	2558	623	2121	2744	1.820	5.037	6.857
5.0	151.8	0.3748	639	2562	640	2109	2749	1.860	4.962	6.822
5.5	155.5	0.3427	655	2565	656	2097	2753	1.897	4.893	6.790
6	158.8	0.3156	669	2568	670	2087	2757	1.931	4.830	6.761
7	165.0	0.2728	696	2573	697	2067	2764	1.992	4.717	6.709
8	170.4	0.2403	720	2577	721	2048	2769	2.046	4.617	6.663
9	175.4	0.2149	742	2581	743	2031	2774	2.094	4.529	6.623
10	179.9	0.1944	762	2584	763	2015	2778	2.138	4.448	6.586
11	184.1	0.1774	780	2586	781	2000	2781	2.179	4.375	6.554
12	188.0	0.1632	797	2588	798	1986	2784	2.216	4.307	6.523
13	191.6	0.1512	813	2590	815	1972	2787	2.251	4.244	6.495
14	195.0	0.1408	828	2593	830	1960	2790	2.284	4.185	6.469
15	198.3	0.1317	843	2595	845	1947	2792	2.315	4.130	6.445
16	201.4	0.1237	857	2596	859	1935	2794	2.344	4.078	6.422
17	204.3	0.1167	870	2597	872	1923	2795	2.372	4.028	6.400
18	207.1	0.1104	883	2598	885	1912	2797	2.398	3.981	6.379
19	209.8	0.1047	895	2599	897	1901	2798	2.423	3.936	6.359
20	212.4	0.09957	907	2600	909	1890	2799	2.447	3.893	6.340
22	217.2	0.09069	928	2601	931	1870	2801	2.492	3.813	6.305
24	221.8	0.08323	949	2602	952	1850	2802	2.534	3.738	6.272
26	226.0	0.07689	969	2603	972	1831	2803	2.574	3.668	6.242
28	230.0	0.07142	988	2603	991	1812	2803	2.611	3.602	6.213
30	233.8	0.06665	1004	2603	1008	1795	2803	2.645	3.541	6.186
32	237.4	0.06246	1021	2603	1025	1778	2803	2.679	3.482	6.161
34	240.9	0.05875	1038	2603	1042	1761	2803	2.710	3.426	6.136
36	244.2	0.05544	1054	2602	1058	1744	2802	2.740	3.373	6.113
38	247.3	0.05246	1068	2602	1073	1729	2802	2.769	3.322	6.091
40	250.3	0.04977	1082	2602	1087	1714	2801	2.797	3.273	6.070

p [bar]	T_s [°C]	v_g [m³/kg]	u_f [kJ/kg]	u_g	h_f	h_{fg} [kJ/kg]	h_g	s_f	s_{fg} [kJ/kg K]	s_g
40	250.3	0.04977	1082	2602	1087	1714	2801	2.797	3.273	6.070
42	253.2	0.04732	1097	2601	1102	1698	2800	2.823	3.226	6.049
44	256.0	0.04509	1109	2600	1115	1683	2798	2.849	3.180	6.029
46	258.8	0.04305	1123	2599	1129	1668	2797	2.874	3.136	6.010
48	261.4	0.04117	1136	2598	1142	1654	2796	2.897	3.094	5.991
50	263.9	0.03944	1149	2597	1155	1639	2794	2.921	3.052	5.973
55	269.9	0.03563	1178	2594	1185	1605	2790	2.976	2.955	5.931
60	275.6	0.03244	1206	2590	1214	1570	2784	3.027	2.863	5.890
65	280.8	0.02972	1232	2586	1241	1538	2779	3.076	2.775	5.851
70	285.8	0.02737	1258	2581	1267	1505	2772	3.122	2.692	5.814
75	290.5	0.02532	1283	2576	1293	1473	2766	3.166	2.613	5.779
80	295.0	0.02352	1306	2570	1317	1441	2758	3.207	2.537	5.744
85	299.2	0.02192	1329	2565	1341	1410	2751	3.248	2.463	5.711
90	303.3	0.02048	1351	2559	1364	1379	2743	3.286	2.393	5.679
95	307.2	0.01919	1372	2552	1386	1348	2734	3.324	2.323	5.647
100	311.0	0.01802	1393	2545	1408	1317	2725	3.360	2.255	5.615
105	314.6	0.01696	1414	2537	1429	1286	2715	3.395	2.189	5.584
110	318.0	0.01598	1434	2529	1450	1255	2705	3.430	2.123	5.553
115	321.4	0.01508	1454	2522	1471	1224	2695	3.463	2.060	5.523
120	324.6	0.01426	1473	2514	1491	1194	2685	3.496	1.997	5.493
125	327.8	0.01349	1492	2505	1511	1163	2674	3.529	1.934	5.463
130	330.8	0.01278	1511	2496	1531	1131	2662	3.561	1.872	5.433
135	333.8	0.01211	1530	2487	1551	1099	2650	3.592	1.811	5.403
140	336.6	0.01149	1548	2477	1571	1067	2638	3.623	1.750	5.373
145	339.4	0.01090	1567	2467	1591	1034	2625	3.654	1.689	5.343
150	342.1	0.01035	1585	2456	1610	1001	2611	3.685	1.627	5.312
155	344.8	0.00982	1604	2445	1630	967	2597	3.715	1.565	5.280
160	347.3	0.00932	1623	2433	1650	932	2582	3.746	1.502	5.248
165	349.8	0.00884	1641	2420	1670	895	2565	3.777	1.437	5.214
170	352.3	0.00838	1660	2406	1690	858	2548	3.808	1.373	5.181
175	354.6	0.00794	1679	2391	1711	819	2530	3.839	1.305	5.144
180	357.0	0.00751	1699	2375	1732	778	2510	3.872	1.236	5.108
185	359.2	0.00709	1719	2358	1754	735	2489	3.905	1.163	5.068
190	361.4	0.00668	1740	2339	1777	689	2466	3.941	1.086	5.027
195	363.6	0.00627	1762	2318	1801	639	2440	3.977	1.004	4.981
200	365.7	0.00585	1786	2294	1827	584	2411	4.014	0.914	4.928
202	366.5	0.00569	1796	2283	1838	560	2398	4.031	0.875	4.906
204	367.4	0.00552	1806	2271	1849	535	2384	4.049	0.835	4.884
206	368.2	0.00534	1817	2259	1861	508	2369	4.067	0.792	4.859
208	369.0	0.00517	1829	2245	1874	479	2353	4.087	0.745	4.832
210	369.8	0.00498	1842	2231	1889	447	2336	4.108	0.695	4.803
212	370.6	0.00479	1856	2214	1904	412	2316	4.131	0.640	4.771
214	371.4	0.00458	1871	2196	1921	373	2294	4.157	0.579	4.736
216	372.1	0.00436	1888	2174	1940	328	2268	4.186	0.508	4.694
218	372.9	0.00409	1911	2146	1965	270	2235	4.224	0.417	4.641
220	373.7	0.00368	1949	2097	2008	170	2178	4.289	0.263	4.552
221.2	374.15	0.00317	2014	2014	2084	0	2084	4.406	0.000	4.406

Superheated Steam†

p/[bar] (T_s/[°C])		T/[°C]	50	100	150	200	250	300	400	500
0	$u = h - RT$	v								
	at $p = 0$	u	2446	2517	2589	2662	2737	2812	2969	3132
		h	2595	2689	2784	2880	2978	3077	3280	3489
		s								
0.006112	v_g 206.1	v	243.9	281.7	319.5	357.3	395.0	432.8	508.3	583.8
(0.01)	u_g 2375	u	2446	2517	2589	2662	2737	2812	2969	3132
	h_g 2501	h	2595	2689	2784	2880	2978	3077	3280	3489
	s_g 9.155	s	9.468	9.739	9.978	10.193	10.390	10.571	10.897	11.187
0.01	v_g 129.2	v	149.1	172.2	195.3	218.4	241.4	264.5	310.7	356.8
(7.0)	u_g 2385	u	2446	2517	2589	2662	2737	2812	2969	3132
	h_g 2514	h	2595	2689	2784	2880	2978	3077	3280	3489
	s_g 8.974	s	9.241	9.512	9.751	9.966	10.163	10.344	10.670	10.960
0.05	v_g 28.20	v	29.78	34.42	39.04	43.66	48.28	52.90	62.13	71.36
(32.9)	u_g 2420	u	2445	2516	2589	2662	2737	2812	2969	3132
	h_g 2561	h	2594	2688	2784	2880	2978	3077	3280	3489
	s_g 8.394	s	8.496	8.768	9.008	9.223	9.420	9.601	9.927	10.217
0.1	v_g 14.67	v	14.87	17.20	19.51	21.83	24.14	26.45	31.06	35.68
(45.8)	u_g 2437	u	2443	2516	2588	2662	2736	2812	2969	3132
	h_g 2584	h	2592	2688	2783	2880	2977	3077	3280	3489
	s_g 8.149	s	8.173	8.447	8.688	8.903	9.100	9.281	9.607	9.897
0.5	v_g 3.239	v		3.420	3.890	4.356	4.821	5.284	6.209	7.134
(81.3)	u_g 2483	u		2512	2585	2660	2735	2812	2969	3132
	h_g 2645	h		2683	2780	2878	2976	3076	3279	3489
	s_g 7.593	s		7.694	7.940	8.158	8.355	8.537	8.864	9.154
0.75	v_g 2.217	v		2.271	2.588	2.901	3.211	3.521	4.138	4.755
(91.8)	u_g 2496	u		2510	2585	2659	2734	2811	2969	3132
	h_g 2662	h		2680	2779	2877	2975	3075	3279	3489
	s_g 7.456	s		7.500	7.750	7.969	8.167	8.349	8.676	8.967
1	v_g 1.694	v		1.696	1.937	2.173	2.406	2.639	3.103	3.565
(99.6)	u_g 2506	u		2506	2583	2659	2734	2811	2968	3131
	h_g 2675	h		2676	2777	2876	2975	3075	3278	3488
	s_g 7.359	s		7.360	7.614	7.834	8.033	8.215	8.543	8.834
1.01325	v_g 1.673	v			1.912	2.145	2.375	2.604	3.062	3.519
(100.0)	u_g 2506	u			2583	2659	2734	2811	2968	3131
	h_g 2676	h			2777	2876	2975	3075	3278	3488
	s_g 7.355	s			7.608	7.828	8.027	8.209	8.537	8.828
1.5	v_g 1.159	v			1.286	1.445	1.601	1.757	2.067	2.376
(111.4)	u_g 2519	u			2580	2656	2733	2809	2967	3131
	h_g 2693	h			2773	2873	2973	3073	3277	3488
	s_g 7.223	s			7.420	7.643	7.843	8.027	8.355	8.646
2	v_g 0.8856	v			0.9602	1.081	1.199	1.316	1.549	1.781
(120.2)	u_g 2530	u			2578	2655	2731	2809	2967	3131
	h_g 2707	h			2770	2871	2971	3072	3277	3487
	s_g 7.127	s			7.280	7.507	7.708	7.892	8.221	8.513
3	v_g 0.6057	v			0.6342	0.7166	0.7965	0.8754	1.031	1.187
(133.5)	u_g 2544	u			2572	2651	2729	2807	2966	3130
	h_g 2725	h			2762	2866	2968	3070	3275	3486
	s_g 6.993	s			7.078	7.312	7.517	7.702	8.032	8.324
4	v_g 0.4623	v/[m³/kg]			0.4710	0.5345	0.5953	0.6549	0.7725	0.8893
(143.6)	u_g 2554	u/[kJ/kg]			2565	2648	2727	2805	2965	3129
	h_g 2739	h/[kJ/kg]			2753	2862	2965	3067	3274	3485
	s_g 6.897	s/[kJ/kg K]			6.929	7.172	7.379	7.566	7.898	8.191

† The entries in all tables are regarded as pure numbers and therefore the symbols for the physical quantities should be divided by the appropriate units as shown for the entries at p/[bar] = 4. Because of lack of space, this has not been done consistently in the superheat and supercritical tables on pp. 6–9 and in the tables of pp. 11 and 15.

p/[bar] (T_s/[°C])			T / [°C]	200	250	300	350	400	450	500	600
5	v_g	0.3748	v	0.4252	0.4745	0.5226	0.5701	0.6172	0.6641	0.7108	0.8040
(151.8)	u_g	2562	u	2644	2725	2804	2883	2963	3045	3129	3300
	h_g	2749	h	2857	2962	3065	3168	3272	3377	3484	3702
	s_g	6.822	s	7.060	7.271	7.460	7.633	7.793	7.944	8.087	8.351
6	v_g	0.3156	v	0.3522	0.3940	0.4344	0.4743	0.5136	0.5528	0.5919	0.6697
(158.8)	u_g	2568	u	2640	2722	2801	2881	2962	3044	3128	3299
	h_g	2757	h	2851	2958	3062	3166	3270	3376	3483	3701
	s_g	6.761	s	6.968	7.182	7.373	7.546	7.707	7.858	8.001	8.267
7	v_g	0.2728	v	0.3001	0.3364	0.3714	0.4058	0.4397	0.4734	0.5069	0.5737
(165.0)	u_g	2573	u	2636	2720	2800	2880	2961	3043	3127	3298
	h_g	2764	h	2846	2955	3060	3164	3269	3374	3482	3700
	s_g	6.709	s	6.888	7.106	7.298	7.473	7.634	7.786	7.929	8.195
8	v_g	0.2403	v	0.2610	0.2933	0.3242	0.3544	0.3842	0.4138	0.4432	0.5018
(170.4)	u_g	2577	u	2631	2716	2798	2878	2960	3042	3126	3298
	h_g	2769	h	2840	2951	3057	3162	3267	3373	3481	3699
	s_g	6.663	s	6.817	7.040	7.233	7.409	7.571	7.723	7.866	8.132
9	v_g	0.2149	v	0.2305	0.2597	0.2874	0.3144	0.3410	0.3674	0.3937	0.4458
(175.4)	u_g	2581	u	2628	2714	2796	2877	2959	3041	3126	3298
	h_g	2774	h	2835	2948	3055	3160	3266	3372	3480	3699
	s_g	6.623	s	6.753	6.980	7.176	7.352	7.515	7.667	7.811	8.077
10	v_g	0.1944	v	0.2061	0.2328	0.2580	0.2825	0.3065	0.3303	0.3540	0.4010
(179.9)	u_g	2584	u	2623	2711	2794	2875	2957	3040	3124	3297
	h_g	2778	h	2829	2944	3052	3158	3264	3370	3478	3698
	s_g	6.586	s	6.695	6.926	7.124	7.301	7.464	7.617	7.761	8.028
15	v_g	0.1317	v	0.1324	0.1520	0.1697	0.1865	0.2029	0.2191	0.2351	0.2667
(198.3)	u_g	2595	u	2597	2697	2784	2868	2952	3035	3120	3294
	h_g	2792	h	2796	2925	3039	3148	3256	3364	3473	3694
	s_g	6.445	s	6.452	6.711	6.919	7.102	7.268	7.423	7.569	7.838
20	v_g	0.0996	v		0.1115	0.1255	0.1386	0.1511	0.1634	0.1756	0.1995
(212.4)	u_g	2600	u		2681	2774	2861	2946	3030	3116	3291
	h_g	2799	h		2904	3025	3138	3248	3357	3467	3690
	s_g	6.340	s		6.547	6.768	6.957	7.126	7.283	7.431	7.701
30	v_g	0.0666	v		0.0706	0.0812	0.0905	0.0993	0.1078	0.1161	0.1324
(233.8)	u_g	2603	u		2646	2751	2845	2933	3020	3108	3285
	h_g	2803	h		2858	2995	3117	3231	3343	3456	3682
	s_g	6.186	s		6.289	6.541	6.744	6.921	7.082	7.233	7.507
40	v_g	0.0498	v			0.0588	0.0664	0.0733	0.0800	0.0864	0.0988
(250.3)	u_g	2602	u			2728	2828	2921	3010	3099	3279
	h_g	2801	h			2963	3094	3214	3330	3445	3674
	s_g	6.070	s			6.364	6.584	6.769	6.935	7.089	7.368
50	v_g	0.0394	v			0.0453	0.0519	0.0578	0.0632	0.0685	0.0786
(263.9)	u_g	2597	u			2700	2810	2907	3000	3090	3273
	h_g	2794	h			2927	3070	3196	3316	3433	3666
	s_g	5.973	s			6.212	6.451	6.646	6.818	6.975	7.258
60	v_g	0.0324	v			0.0362	0.0422	0.0473	0.0521	0.0566	0.0652
(275.6)	u_g	2590	u			2670	2792	2893	2988	3081	3266
	h_g	2784	h			2887	3045	3177	3301	3421	3657
	s_g	5.890	s			6.071	6.336	6.541	6.719	6.879	7.166
70	v_g	0.0274	v/[m^3/kg]			0.0295	0.0352	0.0399	0.0441	0.0481	0.0556
(285.8)	u_g	2581	u/[kJ/kg]			2634	2772	2879	2978	3073	3260
	h_g	2772	h/[kJ/kg]			2841	3018	3158	3287	3410	3649
	s_g	5.814	s/[kJ/kg K]			5.934	6.231	6.448	6.632	6.796	7.088

* See footnote on p. 6.

Superheated Steam*

p/[bar] (T_s/[°C])			T/[°C]	350	375	400	425	450	500	600	700
80	v_g	0.02352	$v/10^{-2}$	2.994	3.220	3.428	3.625	3.812	4.170	4.839	5.476
(295.0)	h_g	2758	h	2990	3067	3139	3207	3272	3398	3641	3881
	s_g	5.744	s	6.133	6.255	6.364	6.463	6.555	6.723	7.019	7.279
90	v_g	0.02048	$v/10^{-2}$	2.578	2.794	2.991	3.173	3.346	3.673	4.279	4.852
(303.3)	h_g	2743	h	2959	3042	3118	3189	3256	3385	3633	3874
	s_g	5.679	s	6.039	6.171	6.286	6.390	6.484	6.657	6.958	7.220
100	v_g	0.01802	$v/10^{-2}$	2.241	2.453	2.639	2.812	2.972	3.275	3.831	4.353
(311.0)	h_g	2725	h	2926	3017	3097	3172	3241	3373	3624	3868
	s_g	5.615	s	5.947	6.091	6.213	6.321	6.419	6.596	6.902	7.166
110	v_g	0.01598	$v/10^{-2}$	1.960	2.169	2.350	2.514	2.666	2.949	3.465	3.945
(318.0)	h_g	2705	h	2889	2989	3075	3153	3225	3360	3616	3862
	s_g	5.553	s	5.856	6.014	6.143	6.257	6.358	6.539	6.850	7.117
120	v_g	0.01426	$v/10^{-2}$	1.719	1.931	2.107	2.265	2.410	2.677	3.159	3.605
(324.6)	h_g	2685	h	2849	2960	3052	3134	3209	3348	3607	3856
	s_g	5.493	s	5.762	5.937	6.076	6.195	6.301	6.487	6.802	7.072
130	v_g	0.01278	$v/10^{-2}$	1.509	1.726	1.901	2.053	2.193	2.447	2.901	3.318
(330.8)	h_g	2662	h	2804	2929	3028	3114	3192	3335	3599	3850
	s_g	5.433	s	5.664	5.862	6.011	6.136	6.246	6.437	6.758	7.030
140	v_g	0.01149	$v/10^{-2}$	1.321	1.548	1.722	1.872	2.006	2.250	2.679	3.071
(336.6)	h_g	2638	h	2753	2896	3003	3093	3175	3322	3590	3843
	s_g	5.373	s	5.559	5.784	5.946	6.079	6.193	6.390	6.716	6.991
150	v_g	0.01035	$v/10^{-2}$	1.146	1.391	1.566	1.714	1.844	2.078	2.487	2.857
(342.1)	h_g	2611	h	2693	2861	2977	3073	3157	3309	3581	3837
	s_g	5.312	s	5.443	5.707	5.883	6.023	6.142	6.345	6.677	6.954
160	v_g	0.00932	$v/10^{-2}$	0.976	1.248	1.427	1.573	1.702	1.928	2.319	2.670
(347.3)	h_g	2582	h	2617	2821	2949	3051	3139	3295	3573	3831
	s_g	5.248	s	5.304	5.626	5.820	5.968	6.093	6.301	6.639	6.919
170	v_g	0.00838	$v/10^{-2}$		1.117	1.303	1.449	1.576	1.796	2.171	2.506
(352.3)	h_g	2548	h		2778	2920	3028	3121	3281	3564	3825
	s_g	5.181	s		5.541	5.756	5.914	6.044	6.260	6.603	6.886
180	v_g	0.00751	$v/10^{-2}$		0.997	1.191	1.338	1.463	1.678	2.039	2.359
(357.0)	h_g	2510	h		2729	2888	3004	3102	3268	3555	3818
	s_g	5.108	s		5.449	5.691	5.861	5.997	6.219	6.569	6.855
190	v_g	0.00668	$v/10^{-2}$		0.882	1.089	1.238	1.362	1.572	1.921	2.228
(361.4)	h_g	2466	h		2674	2855	2980	3082	3254	3546	3812
	s_g	5.027	s		5.348	5.625	5.807	5.950	6.180	6.536	6.825
200	v_g	0.00585	$v/10^{-2}$[m³/kg]		0.768	0.995	1.147	1.270	1.477	1.815	2.110
(365.7)	h_g	2411	h/[kJ/kg]		2605	2819	2955	3062	3239	3537	3806
	s_g	4.928	s/[kJ/kg K]		5.228	5.556	5.753	5.904	6.142	6.505	6.796
210	v_g	0.00498	$v/10^{-2}$		0.650	0.908	1.064	1.187	1.390	1.719	2.003
(369.8)	h_g	2336	h		2500	2781	2928	3041	3225	3528	3799
	s_g	4.803	s		5.050	5.484	5.699	5.859	6.105	6.474	6.768
220	v_g	0.00368	$v/10^{-2}$		0.450	0.825	0.987	1.111	1.312	1.632	1.906
(373.7)	h_g	2178	h		2300	2738	2900	3020	3210	3519	3793
	s_g	4.552	s		4.725	5.409	5.645	5.813	6.068	6.444	6.742
221.2	v_c	0.00317	$v/10^{-2}$	0.163	0.351	0.816	0.978	1.103	1.303	1.622	1.895
(374.15)	h_c	2084	h	1637	2139	2733	2896	3017	3208	3518	3792
	s_c	4.406	s	3.708	4.490	5.398	5.638	5.807	6.064	6.441	6.739

* See footnote on p. 6.

Note: linear interpolation is not accurate near the critical point.

p [bar]	T [°C]	350	375	400	425	450	500	600	700	800
225	$v/10^{-2}$[m³/kg]	0.163	0.249	0.786	0.951	1.076	1.275	1.591	1.861	2.109
	h/[kJ/kg]	1635	1980	2716	2885	3009	3203	3514	3790	4055
	s/[kJ/kg K]	3.704	4.470	5.369	5.616	5.790	6.050	6.430	6.729	6.988
250	$v/10^{-2}$	0.160	0.198	0.601	0.789	0.917	1.113	1.412	1.662	1.890
	h	1625	1850	2580	2807	2951	3165	3491	3774	4043
	s	3.682	4.026	5.142	5.474	5.677	5.962	6.361	6.667	6.931
275	$v/10^{-2}$	0.158	0.187	0.419	0.650	0.786	0.980	1.265	1.500	1.710
	h	1617	1814	2382	2718	2890	3125	3468	3758	4032
	s	3.662	3.985	4.828	5.320	5.562	5.878	6.296	6.610	6.878
300	$v/10^{-2}$	0.155	0.180	0.282	0.530	0.674	0.868	1.143	1.364	1.561
	h	1610	1791	2157	2614	2823	3084	3445	3742	4020
	s	3.645	3.933	4.482	5.157	5.444	5.795	6.234	6.557	6.829
350	$v/10^{-2}$	0.152	0.171	0.211	0.343	0.496	0.693	0.952	1.152	1.327
	h	1599	1762	1992	2375	2673	2998	3397	3709	3997
	s	3.614	3.875	4.219	4.776	5.197	5.633	6.120	6.459	6.741
400	$v/10^{-2}$	0.149	0.164	0.191	0.255	0.369	0.562	0.809	0.993	1.152
	h	1590	1743	1935	2203	2514	2906	3348	3677	3974
	s	3.588	3.832	4.119	4.510	4.947	5.474	6.014	6.371	6.662
450	$v/10^{-2}$	0.146	0.160	0.181	0.219	0.291	0.463	0.698	0.870	1.016
	h	1583	1729	1901	2115	2380	2813	3299	3644	3951
	s	3.565	3.797	4.056	4.368	4.740	5.320	5.914	6.290	6.590
500	$v/10^{-2}$	0.144	0.156	0.173	0.201	0.249	0.388	0.611	0.772	0.908
	h	1577	1717	1879	2064	2288	2722	3249	3612	3928
	s	3.544	3.768	4.009	4.279	4.594	5.176	5.821	6.214	6.524
550	$v/10^{-2}$	0.143	0.153	0.168	0.190	0.224	0.334	0.540	0.693	0.820
	h	1572	1709	1862	2030	2227	2641	3200	3579	3905
	s	3.525	3.742	3.971	4.218	4.494	5.047	5.731	6.144	6.462
600	$v/10^{-2}$	0.141	0.151	0.164	0.182	0.209	0.295	0.483	0.627	0.747
	h	1568	1702	1848	2005	2184	2571	3152	3548	3883
	s	3.506	3.718	3.939	4.168	4.419	4.937	5.648	6.077	6.405
650	$v/10^{-2}$	0.139	0.148	0.160	0.176	0.198	0.267	0.436	0.572	0.685
	h	1565	1696	1837	1986	2151	2514	3106	3517	3860
	s	3.489	3.697	3.910	4.128	4.360	4.845	5.568	6.014	6.352
700	$v/10^{-2}$	0.138	0.146	0.157	0.171	0.189	0.247	0.397	0.526	0.633
	h	1561	1691	1829	1971	2127	2468	3062	3486	3839
	s	3.473	3.678	3.886	4.093	4.312	4.769	5.494	5.955	6.300
750	$v/10^{-2}$	0.137	0.145	0.154	0.167	0.183	0.231	0.365	0.486	0.587
	h	1559	1687	1821	1958	2107	2431	3021	3456	3817
	s	3.459	3.659	3.863	4.064	4.272	4.705	5.425	5.899	6.252
800	$v/10^{-2}$	0.136	0.143	0.152	0.163	0.178	0.219	0.338	0.452	0.548
	h	1557	1684	1815	1948	2091	2400	2983	3428	3797
	s	3.444	3.642	3.842	4.037	4.237	4.651	5.361	5.845	6.206
900	$v/10^{-2}$	0.133	0.140	0.148	0.158	0.169	0.202	0.296	0.396	0.484
	h	1554	1678	1805	1932	2066	2353	2916	3373	3756
	s	3.418	3.612	3.805	3.991	4.179	4.563	5.248	5.746	6.120
1000	$v/10^{-2}$	0.131	0.138	0.145	0.153	0.163	0.189	0.267	0.354	0.434
	h	1552	1674	1798	1920	2048	2319	2860	3324	3718
	s	3.394	3.584	3.773	3.951	4.131	4.493	5.153	5.656	6.042

* See footnote on p. 6.

Further Properties of Water and Steam

T [°C]	p_s [bar]	v_f 10^{-2}[m^3/kg]	c_{pf} [kJ/kg K]	c_{pg} [kJ/kg K]	μ_f 10^{-6}[kg/m s]	μ_g 10^{-6}[kg/m s]	k_f 10^{-6}[kW/m K]	k_g 10^{-6}[kW/m K]	$(Pr)_f$	$(Pr)_g$
0.01	0.006112	0.10002	4.210	1.86	1752	8.49	569	16.3	12.96	0.97
5	0.008719	0.10001	4.204	1.86	1501	8.66	578	16.7	10.92	0.96
10	0.01227	0.10003	4.193	1.86	1300	8.83	587	17.1	9.29	0.96
15	0.01704	0.10010	4.186	1.87	1136	9.00	595	17.5	7.99	0.96
20	0.02337	0.10018	4.183	1.87	1002	9.18	603	17.9	6.95	0.96
25	0.03166	0.10030	4.181	1.88	890	9.35	611	18.3	6.09	0.96
30	0.04242	0.10044	4.179	1.88	797	9.52	618	18.7	5.39	0.96
35	0.05622	0.10060	4.178	1.88	718	9.70	625	19.1	4.80	0.96
40	0.07375	0.10079	4.179	1.89	651	9.87	632	19.5	4.30	0.96
45	0.09582	0.10099	4.181	1.89	594	10.0	638	19.9	3.89	0.95
50	0.1233	0.1012	4.182	1.90	544	10.2	643	20.4	3.54	0.95
55	0.1574	0.1015	4.183	1.90	501	10.4	648	20.8	3.23	0.95
60	0.1992	0.1017	4.185	1.91	463	10.6	653	21.2	2.97	0.95
65	0.2501	0.1020	4.188	1.92	430	10.7	658	21.6	2.74	0.95
70	0.3116	0.1023	4.191	1.93	400	10.9	662	22.0	2.53	0.96
75	0.3855	0.1026	4.194	1.94	374	11.1	666	22.5	2.36	0.96
80	0.4736	0.1029	4.198	1.95	351	11.3	670	22.9	2.20	0.96
85	0.5780	0.1032	4.203	1.96	330	11.4	673	23.3	2.06	0.96
90	0.7011	0.1036	4.208	1.97	311	11.6	676	23.8	1.94	0.96
95	0.8453	0.1040	4.213	1.99	294	11.8	678	24.3	1.83	0.97
100	1.01325	0.1044	4.219	2.01	279	12.0	681	24.8	1.73	0.97
105	1.208	0.1048	4.226	2.03	265	12.2	683	25.3	1.64	0.98
110	1.433	0.1052	4.233	2.05	252	12.4	684	25.8	1.56	0.99
115	1.691	0.1056	4.240	2.07	241	12.6	686	26.3	1.49	0.99
120	1.985	0.1060	4.248	2.09	230	12.8	687	26.8	1.42	1.00
125	2.321	0.1065	4.26	2.12	220	13.0	687	27.3	1.36	1.01
130	2.701	0.1070	4.27	2.15	211	13.2	688	27.8	1.31	1.02
135	3.131	0.1075	4.28	2.18	203	13.4	688	28.3	1.26	1.03
140	3.614	0.1080	4.29	2.21	195	13.5	688	28.8	1.22	1.04
145	4.155	0.1085	4.30	2.25	188	13.7	687	29.4	1.18	1.05
150	4.760	0.1091	4.32	2.29	181	13.9	687	30.0	1.14	1.07
160	6.181	0.1102	4.35	2.38	169	14.2	684	31.3	1.07	1.09
170	7.920	0.1114	4.38	2.49	159	14.6	681	32.6	1.02	1.12
180	10.03	0.1128	4.42	2.62	149	15.0	676	34.1	0.97	1.15
190	12.55	0.1142	4.46	2.76	141	15.3	671	35.7	0.94	1.18
200	15.55	0.1157	4.51	2.91	134	15.7	665	37.5	0.91	1.22
210	19.08	0.1173	4.56	3.07	127	16.0	657	39.4	0.88	1.25
220	23.20	0.1190	4.63	3.25	121	16.3	648	41.5	0.86	1.28
230	27.98	0.1209	4.70	3.45	116	16.7	639	43.9	0.85	1.31
240	33.48	0.1229	4.78	3.68	111	17.1	628	46.5	0.84	1.35
250	39.78	0.1251	4.87	3.94	107	17.5	616	49.5	0.85	1.39
260	46.94	0.1276	4.98	4.22	103	17.9	603	52.8	0.85	1.43
270	55.05	0.1302	5.10	4.55	99	18.3	589	56.6	0.86	1.47
280	64.19	0.1332	5.24	4.98	96	18.8	574	61.0	0.88	1.53
290	74.45	0.1366	5.42	5.46	93	19.3	558	66.0	0.90	1.60
300	85.92	0.1404	5.65	6.18	90	19.8	541	72.0	0.94	1.70
320	112.9	0.1499								
340	146.1	0.1639								
360	186.7	0.1894								
370	210.5	0.2225								
374.15	221.2	0.317								

The values for saturated water can be used with good accuracy above saturation pressure. The values for saturated steam can be used with only moderate accuracy below saturation pressure at temperatures greater than 200°C.

General Information for H_2O

Triple point: Thermodynamic temperature (by definition) =

$273.16\,\text{K} \mathrel{\widehat{=}} 0.01\,°\text{C} \mathrel{\widehat{=}} 491.688\,\text{R} \mathrel{\widehat{=}} 32.018\,°\text{F}$

(hence $0\,°\text{C} \mathrel{\widehat{=}} 273.15\,\text{K}$, $0\,°\text{F} \mathrel{\widehat{=}} 459.67\,\text{R}$, $32\,°\text{F} \mathrel{\widehat{=}} 491.67\,\text{R}$)

Gas constant: $R = \tilde{R}/\tilde{m} = 8.3145/18.015 = 0.4615\,\text{kJ/kg K}$

Compressed Water*

p/[bar] (T_s/[°C])	T/[°C]	0.01	100	200	250	300	350	374.15
	p_s	0.006112	1.01325	15.55	39.78	85.92	165.4	221.2
	$v_f/10^{-2}$	0.1000	0.1044	0.1157	0.1251	0.1404	0.1741	0.317
	h_f	0	419	852	1086	1345	1671	2084
	s_f	0	1.307	2.331	2.793	3.255	3.779	4.430
100 (311.0)	$(v-v_f)/10^{-2}$	−0.0005	−0.0006	−0.0009	−0.0011	−0.0007		
	$(h-h_f)$	+10	+7	+4	0	−2		
	$(s-s_f)$	0.000	−0.008	−0.013	−0.014	−0.007		
221.2 (374.15)	$(v-v_f)/10^{-2}$	−0.0011	−0.0012	−0.0020	−0.0029	−0.0051	−0.0107	0
	$(h-h_f)$	+22	+17	+9	+1	−12	−34	0
	$(s-s_f)$	+0.001	−0.017	−0.031	−0.040	−0.053	−0.071	0
500	$(v-v_f)/10^{-2}$	−0.0023	−0.0024	−0.0042	−0.0064	−0.0117	−0.0298	−0.161
	$(h-h_f)$	+49	+38	+23	+8	−21	−94	−369
	$(s-s_f)$	0.000	−0.037	−0.068	−0.091	−0.134	−0.235	−0.670
1000	$(v-v_f)/10^{-2}$	−0.0044	−0.0044	−0.0075	−0.0111	−0.0191	−0.0427	−0.180
	$(h-h_f)$	+96	+76	+51	+28	−17	−119	−415
	$(s-s_f)$	−0.007	−0.070	−0.124	−0.164	−0.235	−0.385	−0.853

* See footnote on p. 6.

Saturated Ice and Steam

$\frac{T}{[°\text{C}]}$	$\frac{p_s}{[\text{bar}]}$	$\frac{v_i}{10^{-2}[\text{m}^3/\text{kg}]}$	$\frac{v_g}{[\text{m}^3/\text{kg}]}$	u_i [kJ/kg]	u_g [kJ/kg]	h_i [kJ/kg]	h_g [kJ/kg]	s_i [kJ/kg K]	s_g [kJ/kg K]
0.01	0.006112	0.1091	206.1	−333.5	2374.7	−333.5	2500.8	−1.221	9.155
−10	0.002598	0.1089	467.5	−354.2	2360.8	−354.2	2482.2	−1.298	9.481
−20	0.001038	0.1087	1125	−374.1	2346.8	−374.1	2463.6	−1.375	9.835
−30	0.0003809	0.1086	2946	−393.3	2332.9	−393.3	2445.1	−1.452	10.221
−40	0.0001288	0.1084	8354	−411.8	2319.0	−411.8	2426.6	−1.530	10.644

Isentropic Expansion of Steam—Approximate Relations

Wet equilibrium expansion:

pv^n = constant, with $n \approx 1.035 + 0.1x_1$ for steam with an initial dryness fraction $0.7 < x_1 < 1.0$

Superheated and supersaturated expansion:

pv^n = constant and $p/T^{n/(n-1)}$ = constant, with $n \approx 1.3$

$$\text{Enthalpy drop}\ \frac{(h_2 - h_1)}{[\text{kJ/kg}]} = \left(\frac{h_1}{[\text{kJ/kg}]} - 1943\right)\left[\left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{(n-1)/n} - 1\right]$$

Specific volume of supersaturated steam:

$$\frac{p}{[\text{bar}]} \times \frac{v}{[\text{m}^3/\text{kg}]} \times 10^2 = \frac{0.3}{1.3}\left(\frac{h}{[\text{kJ/kg}]} - 1943\right)$$

Ammonia – NH_3 (Refrigerant 717)

			Saturation Values				Superheat $(T-T_s)$			
							50 K		100 K	
T	p_s	v_g	h_f	h_g	s_f	s_g	h	s	h	s
[°C]	[bar]	[m³/kg]	[kJ/kg]		[kJ/kg K]		[kJ/kg]	[kJ/kg K]	[kJ/kg]	[kJ/kg K]
−50	0.4089	2.625	−44.4	1373.3	−0.194	6.159	1479.8	6.592	1585.9	6.948
−45	0.5454	2.005	−22.3	1381.6	−0.096	6.057	1489.3	6.486	1596.1	6.839
−40	0.7177	1.552	0	1390.0	0	5.962	1498.6	6.387	1606.3	6.736
−35	0.9322	1.216	22.3	1397.9	0.095	5.872	1507.9	6.293	1616.3	6.639
−30	1.196	0.9633	44.7	1405.6	0.188	5.785	1517.0	6.203	1626.3	6.547
−28	1.317	0.8809	53.6	1408.5	0.224	5.751	1520.7	6.169	1630.3	6.512
−26	1.447	0.8058	62.6	1411.4	0.261	5.718	1524.3	6.135	1634.2	6.477
−24	1.588	0.7389	71.7	1414.3	0.297	5.686	1527.9	6.103	1638.2	6.444
−22	1.740	0.6783	80.8	1417.3	0.333	5.655	1531.4	6.071	1642.2	6.411
−20	1.902	0.6237	89.8	1420.0	0.368	5.623	1534.8	6.039	1646.0	6.379
−18	2.077	0.5743	98.8	1422.7	0.404	5.593	1538.2	6.008	1650.0	6.347
−16	2.265	0.5296	107.9	1425.3	0.440	5.563	1541.7	5.978	1653.8	6.316
−14	2.465	0.4890	117.0	1427.9	0.475	5.533	1545.1	5.948	1657.7	6.286
−12	2.680	0.4521	126.2	1430.5	0.510	5.504	1548.5	5.919	1661.5	6.256
−10	2.908	0.4185	135.4	1433.0	0.544	5.475	1551.7	5.891	1665.3	6.227
−8	3.153	0.3879	144.5	1435.3	0.579	5.447	1554.9	5.863	1669.0	6.199
−6	3.413	0.3599	153.6	1437.6	0.613	5.419	1558.2	5.836	1672.8	6.171
−4	3.691	0.3344	162.8	1439.9	0.647	5.392	1561.4	5.808	1676.4	6.143
−2	3.983	0.3110	172.0	1442.2	0.681	5.365	1564.6	5.782	1680.1	6.116
0	4.295	0.2895	181.2	1444.4	0.715	5.340	1567.8	5.756	1683.9	6.090
2	4.625	0.2699	190.4	1446.5	0.749	5.314	1570.9	5.731	1687.5	6.065
4	4.975	0.2517	199.7	1448.5	0.782	5.288	1574.0	5.706	1691.2	6.040
6	5.346	0.2351	209.1	1450.6	0.816	5.263	1577.0	5.682	1694.9	6.015
8	5.736	0.2198	218.5	1452.5	0.849	5.238	1580.1	5.658	1698.4	5.991
10	6.149	0.2056	227.8	1454.3	0.881	5.213	1583.1	5.634	1702.2	5.967
12	6.585	0.1926	237.2	1456.1	0.914	5.189	1586.0	5.611	1705.7	5.943
14	7.045	0.1805	246.6	1457.8	0.947	5.165	1588.9	5.588	1709.1	5.920
16	7.529	0.1693	256.0	1459.5	0.979	5.141	1591.7	5.565	1712.5	5.898
18	8.035	0.1590	265.5	1461.1	1.012	5.118	1594.4	5.543	1715.9	5.876
20	8.570	0.1494	275.1	1462.6	1.044	5.095	1597.2	5.521	1719.3	5.854
22	9.134	0.1405	284.6	1463.9	1.076	5.072	1600.0	5.499	1722.8	5.832
24	9.722	0.1322	294.1	1465.2	1.108	5.049	1602.7	5.478	1726.3	5.811
26	10.34	0.1245	303.7	1466.5	1.140	5.027	1605.3	5.458	1729.6	5.790
28	10.99	0.1173	313.4	1467.8	1.172	5.005	1608.0	5.437	1732.7	5.770
30	11.67	0.1106	323.1	1468.9	1.204	4.984	1610.5	5.417	1735.9	5.750
32	12.37	0.1044	332.8	1469.9	1.235	4.962	1613.0	5.397	1739.3	5.731
34	13.11	0.0986	342.5	1470.8	1.267	4.940	1615.4	5.378	1742.6	5.711
36	13.89	0.0931	352.3	1471.8	1.298	4.919	1617.8	5.358	1745.7	5.692
38	14.70	0.0880	362.1	1472.6	1.329	4.898	1620.1	5.340	1748.7	5.674
40	15.54	0.0833	371.9	1473.3	1.360	4.877	1622.4	5.321	1751.9	5.655
42	16.42	0.0788	381.8	1473.8	1.391	4.856	1624.6	5.302	1755.0	5.637
44	17.34	0.0746	391.8	1474.2	1.422	4.835	1626.8	5.284	1758.0	5.619
46	18.30	0.0706	401.8	1474.5	1.453	4.814	1629.0	5.266	1761.0	5.602
48	19.29	0.0670	411.9	1474.7	1.484	4.793	1631.1	5.248	1764.0	5.584
50	20.33	0.0635	421.9	1474.7	1.515	4.773	1633.1	5.230	1766.8	5.567

Critical point $T_c = 132.4$ °C, $p_c = 113.0$ bar.
Molar mass $\tilde{m} = 17.030$ kg/kmol; further properties of the liquid are given on p. 15.

Saturation Values							Superheat $(T-T_s)$ 15 K		Superheat $(T-T_s)$ 30 K	
T [°C]	p_s [bar]	v_g [m³/kg]	h_f [kJ/kg]	h_g [kJ/kg]	s_f [kJ/kg K]	s_g [kJ/kg K]	h [kJ/kg]	s [kJ/kg K]	h [kJ/kg]	s [kJ/kg K]
−100	0.0118	10.100	−51.84	142.00	−0.2567	0.8628	148.89	0.9019	156.10	0.9428
− 95	0.0181	6.585	−47.56	144.22	−0.2323	0.8442	151.23	0.8830	158.55	0.9195
− 90	0.0284	4.416	−43.28	146.46	−0.2086	0.8274	153.59	0.8649	161.02	0.9010
− 85	0.0424	3.037	−39.00	148.73	−0.1856	0.8122	155.98	0.8493	163.52	0.8851
− 80	0.0617	2.138	−34.72	151.02	−0.1631	0.7985	158.39	0.8351	166.04	0.8706
− 75	0.0879	1.538	−30.43	153.32	−0.1412	0.7861	160.82	0.8226	168.57	0.8578
− 70	0.1227	1.127	−26.13	155.63	−0.1198	0.7749	163.26	0.8110	171.12	0.8459
− 65	0.1680	0.8412	−21.81	157.96	−0.0988	0.7649	165.70	0.8008	173.68	0.8355
− 60	0.2262	0.6379	−17.49	160.29	−0.0783	0.7558	168.15	0.7915	176.26	0.8259
− 55	0.2998	0.4910	−13.14	162.62	−0.0582	0.7475	170.60	0.7830	178.84	0.8172
− 50	0.3915	0.3831	− 8.78	164.95	−0.0384	0.7401	173.07	0.7753	181.43	0.8093
− 45	0.5044	0.3027	− 4.40	167.28	−0.0190	0.7335	175.54	0.7685	184.01	0.8023
− 40	0.6417	0.2419	0	169.60	0	0.7274	178.00	0.7623	186.60	0.7959
− 35	0.8071	0.1954	4.42	171.90	0.0187	0.7219	180.45	0.7568	189.18	0.7902
− 30	1.004	0.1594	8.86	174.20	0.0371	0.7170	182.90	0.7517	191.76	0.7851
− 25	1.237	0.1312	13.33	176.48	0.0552	0.7127	185.33	0.7473	194.33	0.7805
− 20	1.509	0.1088	17.82	178.73	0.0731	0.7087	187.75	0.7432	196.89	0.7764
− 15	1.826	0.0910	22.33	180.97	0.0906	0.7051	190.15	0.7397	199.44	0.7728
− 10	2.191	0.0766	26.87	183.19	0.1080	0.7020	192.53	0.7365	201.97	0.7695
− 5	2.610	0.0650	31.45	185.38	0.1251	0.6991	194.90	0.7336	204.49	0.7666
0	3.086	0.0554	36.05	187.53	0.1420	0.6966	197.25	0.7311	206.99	0.7641
5	3.626	0.0475	40.69	189.66	0.1587	0.6943	199.56	0.7289	209.47	0.7618
10	4.233	0.0409	45.37	191.74	0.1752	0.6921	201.85	0.7268	211.92	0.7598
15	4.914	0.0354	50.10	193.78	0.1915	0.6901	204.10	0.7251	214.35	0.7580
20	5.673	0.0308	54.87	195.78	0.2078	0.6885	206.32	0.7235	216.75	0.7565
25	6.516	0.0269	59.70	197.73	0.2239	0.6869	208.50	0.7220	219.11	0.7552
30	7.449	0.0235	64.59	199.62	0.2399	0.6853	210.63	0.7208	221.44	0.7540
35	8.477	0.0206	69.55	201.45	0.2559	0.6839	212.72	0.7196	223.73	0.7529
40	9.607	0.0182	74.59	203.20	0.2718	0.6825	214.76	0.7185	225.98	0.7519
45	10.84	0.0160	79.71	204.87	0.2877	0.6811	216.74	0.7175	228.18	0.7511
50	12.19	0.0142	84.94	206.45	0.3037	0.6797	218.64	0.7166	230.33	0.7503
55	13.66	0.0125	90.27	207.92	0.3197	0.6782	220.48	0.7156	232.42	0.7496
60	15.26	0.0111	95.74	209.26	0.3358	0.6765	222.23	0.7146	234.45	0.7490
65	16.99	0.00985	101.36	210.46	0.3521	0.6747	223.89	0.7136	236.42	0.7484
70	18.86	0.00873	107.15	211.48	0.3686	0.6726	225.45	0.7125	238.32	0.7477
75	20.88	0.00772	113.15	212.29	0.3854	0.6702	226.89	0.7113	240.13	0.7470
80	23.05	0.00682	119.39	212.83	0.4027	0.6673	228.21	0.7099	241.86	0.7463
85	25.38	0.00601	125.93	213.04	0.4204	0.6636	229.39	0.7084	243.50	0.7455
90	27.89	0.00526	132.84	212.80	0.4389	0.6591	230.43	0.7067	245.03	0.7445
95	30.57	0.00456	140.23	211.94	0.4583	0.6531	231.30	0.7047	246.47	0.7435
100	33.44	0.00390	148.32	210.12	0.4793	0.6449	231.93	0.7023	247.80	0.7424
105	36.51	0.00324	157.52	206.57	0.5028	0.6325	232.22	0.6994	248.97	0.7412
110	39.79	0.00246	169.55	197.99	0.5334	0.6076	232.47	0.6964	250.10	0.7399
112	41.15	0.00179	183.43	183.43	0.5690	0.5690	232.80	0.6958	250.58	0.7394

Molar mass $\tilde{m}$ = 120.91 kg/kmol; further properties of the liquid are given on p. 15.

Mercury – Hg

p	T_s	v_g	h_f	h_{fg}	h_g	s_f	s_{fg}	s_g
[bar]	[°C]	[m^3/kg]		[kJ/kg]			[kJ/kg K]	
0.0006	109.2	259.6	15.13	297.20	312.33	0.0466	0.7774	0.8240
0.0007	112.3	224.3	15.55	297.14	312.69	0.0477	0.7709	0.8186
0.0008	115.0	197.7	15.93	297.09	313.02	0.0487	0.7654	0.8141
0.0009	117.5	176.8	16.27	297.04	313.31	0.0496	0.7604	0.8100
0.0010	119.7	160.1	16.58	297.00	313.58	0.0503	0.7560	0.8063
0.002	134.9	83.18	18.67	296.71	315.38	0.0556	0.7271	0.7827
0.004	151.5	43.29	20.93	296.40	317.33	0.0610	0.6981	0.7591
0.006	161.8	29.57	22.33	296.21	318.54	0.0643	0.6811	0.7454
0.008	169.4	22.57	23.37	296.06	319.43	0.0666	0.6690	0.7356
0.010	175.5	18.31	24.21	295.95	320.16	0.0685	0.6596	0.7281
0.02	195.6	9.570	26.94	295.57	322.51	0.0744	0.6305	0.7049
0.04	217.7	5.013	29.92	295.15	325.07	0.0806	0.6013	0.6819
0.06	231.6	3.438	31.81	294.89	326.70	0.0843	0.5842	0.6685
0.08	242.0	2.632	33.21	294.70	327.91	0.0870	0.5721	0.6591
0.10	250.3	2.140	34.33	294.54	328.87	0.0892	0.5627	0.6519
0.2	278.1	1.128	38.05	294.02	332.07	0.0961	0.5334	0.6295
0.4	309.1	0.5942	42.21	293.43	335.64	0.1034	0.5039	0.6073
0.6	329.0	0.4113	44.85	293.06	337.91	0.1078	0.4869	0.5947
0.8	343.9	0.3163	46.84	292.78	339.62	0.1110	0.4745	0.5855
1	356.1	0.2581	48.45	292.55	341.00	0.1136	0.4649	0.5785
2	397.1	0.1377	53.87	291.77	345.64	0.1218	0.4353	0.5571
3	423.8	0.09551	57.38	291.27	348.65	0.1268	0.4179	0.5447
4	444.1	0.07378	60.03	290.89	350.92	0.1305	0.4056	0.5361
5	460.7	0.06044	62.20	290.58	352.78	0.1334	0.3960	0.5294
6	474.9	0.05137	64.06	290.31	354.37	0.1359	0.3881	0.5240
7	487.3	0.04479	65.66	290.08	355.74	0.1380	0.3815	0.5195
8	498.4	0.03978	67.11	289.87	356.98	0.1398	0.3757	0.5155
9	508.5	0.03584	68.42	289.68	358.10	0.1415	0.3706	0.5121
10	517.8	0.03266	69.61	289.50	359.11	0.1429	0.3660	0.5089
12	534.4	0.02781	71.75	289.19	360.94	0.1455	0.3581	0.5036
14	549.0	0.02429	73.63	288.92	362.55	0.1478	0.3514	0.4992
16	562.0	0.02161	75.37	288.67	364.04	0.1498	0.3456	0.4954
18	574.0	0.01949	76.83	288.45	365.28	0.1515	0.3405	0.4920
20	584.9	0.01778	78.23	288.24	366.47	0.1531	0.3359	0.4890
22	595.1	0.01637	79.54	288.05	367.59	0.1546	0.3318	0.4864
24	604.6	0.01518	80.75	287.87	368.62	0.1559	0.3280	0.4839
26	613.5	0.01416	81.89	287.70	369.59	0.1571	0.3245	0.4816
28	622.0	0.01329	82.96	287.54	370.50	0.1583	0.3212	0.4795
30	630.0	0.01252	83.97	287.39	371.36	0.1594	0.3182	0.4776
35	648.5	0.01096	86.33	287.04	373.37	0.1619	0.3115	0.4734
40	665.1	0.00978	88.43	286.73	375.16	0.1641	0.3056	0.4697
45	680.3	0.00885	90.35	286.44	376.79	0.1660	0.3004	0.4664
50	694.4	0.00809	92.11	286.18	378.29	0.1678	0.2958	0.4636
55	707.4	0.00746	93.76	285.93	379.69	0.1694	0.2916	0.4610
60	719.7	0.00693	95.30	285.70	381.00	0.1709	0.2878	0.4587
65	731.3	0.00648	96.75	285.48	382.23	0.1723	0.2842	0.4565
70	742.3	0.00609	98.12	285.28	383.40	0.1736	0.2809	0.4545
75	752.7	0.00575	99.42	285.08	384.50	0.1748	0.2779	0.4527

h_f and s_f are zero at 0 °C. Molar mass $\tilde{m} = 200.59$ kg/kmol; for superheated vapour $c_p = 0.1036$ kJ/kg K; further properties of the liquid are given on p. 15.

Miscellaneous Liquids, Vapours and Gases*

	$T/[K]$	250	300	400	500	600	800	1000
Ammonia (NH_3)	c_p	4.52	4.75	6.91	—	—	—	—
sat. liquid	ρ	669	600	346	—	—	—	—
t.p. = 195.4 K	$\mu/10^{-6}$	245	141	38	—	—	—	—
$\tilde{m}$ = 17.030 kg/kmol	$k/10^{-6}$	592	477	207	—	—	—	—
R-12 (CF_2Cl_2)	c_p	0.902	0.980	—	—	—	—	—
sat. liquid	ρ	1468	1304	—	—	—	—	—
t.p. = 115.3 K	$\mu/10^{-6}$	336	213	—	—	—	—	—
$\tilde{m}$ = 120.91 kg/kmol	$k/10^{-6}$	86.8	68.6	—	—	—	—	—
Lead (Pb)-Bismuth (Bi)	c_p/[kJ/kg K]		—	0.146	0.146	0.146	0.146	0.146
44.5%–55.5%	$\rho/[kg/m^3]$		—	10570	10450	10330	10090	9840
eutectic liquid	$\mu/10^{-6}$[kg/m s]		—	3360	2340	1840	1330	1100
m.p. 397 K	k/[kW/m K]		—	0.0109	0.0120	0.0129	0.0150	0.0170
Mercury (Hg)	c_p	0.141	0.139	0.137	0.137	0.137	0.138	—
liquid	ρ	13650	13530	13290	13050	12840	12420	—
m.p. = 234.3 K	$\mu/10^{-6}$	1880	1520	1190	1010	890	780	—
$\tilde{m}$ = 200.59 kg/kmol	k	0.0075	0.0081	0.0094	0.0107	0.0128	0.0137	—
Potassium (K)	c_p	—	0.710	0.805	0.786	0.772	0.768	0.775
liquid	ρ	—	860	812	789	766	721	675
m.p. 336.8 K	$\mu/10^{-6}$	solid	solid	417	319	258	179	133
$\tilde{m}$ = 39.098 kg/kmol	k	—	0.099	0.0465	0.0454	0.0425	0.0337	0.0278
Sodium (Na)	c_p	1.179	1.224	1.369	1.315	1.277	1.273	1.277
liquid	ρ	977	967	921	897	872	823	774
m.p. 370.5 K	$\mu/10^{-6}$	solid	solid	610	420	320	230	180
$\tilde{m}$ = 22.990 kg/kmol	k	0.135	0.135	0.086	0.080	0.074	0.063	0.059
Sodium-Potassium	c_p	—	0.977	0.929	0.904	0.886	0.871	0.882
22%–78%	ρ	—	869	845	821	797	749	700
eutectic liquid	$\mu/10^{-6}$	solid	780	467	348	277	193	146
m.p. 262 K	k	—	0.0222	0.0236	0.0249	0.0262	0.0287	0.0312
Argon (Ar)	c_p	0.5203	0.5203	0.5203	0.5203	0.5203	0.5203	0.5203
1 atm	ρ	1.947	1.623	1.217	0.974	0.811	0.609	0.487
$\tilde{m}$ = 39.948 kg/kmol	$\mu/10^{-6}$	19.74	22.94	28.67	33.75	38.38	46.71	54.21
	$k/10^{-6}$	15.15	17.66	22.27	26.41	30.16	36.83	42.66
Carbon dioxide (CO_2)	c_p	0.791	0.846	0.939	1.014	1.075	1.169	1.234
1 atm	ρ	2.145	1.788	1.341	1.073	0.894	0.670	0.536
$\tilde{m}$ = 44.010 kg/kmol	$\mu/10^{-6}$	12.60	14.99	19.46	23.67	27.32	33.81	39.51
	$k/10^{-6}$	12.90	16.61	24.75	32.74	40.40	54.64	67.52
Helium (He)	c_p	5.193	5.193	5.193	5.193	5.193	5.193	5.193
1 atm	ρ	0.1951	0.1626	0.1220	0.0976	0.0813	0.0610	0.0488
$\tilde{m}$ = 4.003 kg/kmol	$\mu/10^{-6}$	18.40	20.80	25.23	29.30	33.12	40.19	46.70
	$k/10^{-6}$	134.0	149.8	177.9	202.6	224.7	—	—
Hydrogen (H_2)	c_p	14.05	14.31	14.48	14.51	14.55	14.69	14.98
1 atm	ρ	0.0983	0.0819	0.0614	0.0491	0.0409	0.0307	0.0246
$\tilde{m}$ = 2.016 kg/kmol	$\mu/10^{-6}$	7.92	8.96	10.87	12.64	14.29	17.34	20.13
	$k/10^{-6}$	156.1	181.7	228.1	271.8	314.7	402.2	—
Steam (H_2O)	c_p	1.855	1.864	1.901	1.954	2.015	2.147	2.288
low pressures	$\mu/10^{-6}$	—	9.42	13.2	17.3	21.3	29.5	37.6
$\tilde{m}$ = 18.015 kg/kmol	$k/10^{-6}$	—	18.8	26.6	35.7	46.3	70.8	97.9

* See footnote on p. 6.

The properties c_p, μ and k (and ρ for liquids) do not vary much with pressure; see also footnote on p. 16.

Dry Air at Low Pressure

T [K]	c_p [kJ/kg K]	c_v [kJ/kg K]	γ	μ 10^{-5}[kg/m s]	k 10^{-5}[kW/m K]	Pr	at 1 atm ρ [kg/m^3]	at 1 atm ν 10^{-5}[m^2/s]
175	1.0023	0.7152	1.401	1.182	1.593	0.744	2.017	0.586
200	1.0025	0.7154	1.401	1.329	1.809	0.736	1.765	0.753
225	1.0027	0.7156	1.401	1.467	2.020	0.728	1.569	0.935
250	1.0031	0.7160	1.401	1.599	2.227	0.720	1.412	1.132
275	1.0038	0.7167	1.401	1.725	2.428	0.713	1.284	1.343
300	1.0049	0.7178	1.400	1.846	2.624	0.707	1.177	1.568
325	1.0063	0.7192	1.400	1.962	2.816	0.701	1.086	1.807
350	1.0082	0.7211	1.398	2.075	3.003	0.697	1.009	2.056
375	1.0106	0.7235	1.397	2.181	3.186	0.692	0.9413	2.317
400	1.0135	0.7264	1.395	2.286	3.365	0.688	0.8824	2.591
450	1.0206	0.7335	1.391	2.485	3.710	0.684	0.7844	3.168
500	1.0295	0.7424	1.387	2.670	4.041	0.680	0.7060	3.782
550	1.0398	0.7527	1.381	2.849	4.357	0.680	0.6418	4.439
600	1.0511	0.7640	1.376	3.017	4.661	0.680	0.5883	5.128
650	1.0629	0.7758	1.370	3.178	4.954	0.682	0.5430	5.853
700	1.0750	0.7879	1.364	3.332	5.236	0.684	0.5043	6.607
750	1.0870	0.7999	1.359	3.482	5.509	0.687	0.4706	7.399
800	1.0987	0.8116	1.354	3.624	5.774	0.690	0.4412	8.214
850	1.1101	0.8230	1.349	3.763	6.030	0.693	0.4153	9.061
900	1.1209	0.8338	1.344	3.897	6.276	0.696	0.3922	9.936
950	1.1313	0.8442	1.340	4.026	6.520	0.699	0.3716	10.83
1000	1.1411	0.8540	1.336	4.153	6.754	0.702	0.3530	11.76
1050	1.1502	0.8631	1.333	4.276	6.985	0.704	0.3362	12.72
1100	1.1589	0.8718	1.329	4.396	7.209	0.707	0.3209	13.70
1150	1.1670	0.8799	1.326	4.511	7.427	0.709	0.3069	14.70
1200	1.1746	0.8875	1.323	4.626	7.640	0.711	0.2941	15.73
1250	1.1817	0.8946	1.321	4.736	7.849	0.713	0.2824	16.77
1300	1.1884	0.9013	1.319	4.846	8.054	0.715	0.2715	17.85
1350	1.1946	0.9075	1.316	4.952	8.253	0.717	0.2615	18.94
1400	1.2005	0.9134	1.314	5.057	8.450	0.719	0.2521	20.06
1500	1.2112	0.9241	1.311	5.264	8.831	0.722	0.2353	22.36
1600	1.2207	0.9336	1.308	5.457	9.199	0.724	0.2206	24.74
1700	1.2293	0.9422	1.305	5.646	9.554	0.726	0.2076	27.20
1800	1.2370	0.9499	1.302	5.829	9.899	0.728	0.1961	29.72
1900	1.2440	0.9569	1.300	6.008	10.233	0.730	0.1858	32.34
2000	1.2505	0.9634	1.298	—	—	—	0.1765	—
2100	1.2564	0.9693	1.296	—	—	—	0.1681	—
2200	1.2619	0.9748	1.295	—	—	—	0.1604	—
2300	1.2669	0.9798	1.293	—	—	—	0.1535	—
2400	1.2717	0.9846	1.292	—	—	—	0.1471	—
2500	1.2762	0.9891	1.290	—	—	—	0.1412	—
2600	1.2803	0.9932	1.289	—	—	—	0.1358	—
2700	1.2843	0.9972	1.288	—	—	—	0.1307	—
2800	1.2881	1.0010	1.287	—	—	—	0.1261	—
2900	1.2916	1.0045	1.286	—	—	—	0.1217	—
3000	1.2949	1.0078	1.285	—	—	—	0.1177	—

The values for air can also be used with reasonable accuracy for CO, N_2 and O_2.

The values of the thermodynamic properties c_v and c_p on pp. 16 and 17 are those at zero pressure. The values for the gases are quite accurate over a wide range of pressure, but those for the vapours increase appreciably with pressure.

The transport properties μ and k for air are accurate over a wide range of pressure, except at such low pressures that the mean free path of the molecules is comparable to the distance between the solid surfaces containing the gas.

At high temperatures (> 1500 K for air) dissociation becomes appreciable and pressure is a significant variable for both gases and vapours: the values on pp. 16 and 17 apply only to undissociated states.

Specific Heat Capacity $c_p/[\mathrm{kJ/kg\,K}]$ of Some Gases and Vapours

T/[K]	CO_2	CO	H_2	N_2	O_2	H_2O	CH_4	C_2H_4	C_2H_6
175	0.709	1.039	13.12	1.039	0.910	1.850	2.083	1.241	
200	0.735	1.039	13.53	1.039	0.910	1.851	2.087	1.260	
225	0.763	1.039	13.83	1.039	0.911	1.852	2.121	1.316	
250	0.791	1.039	14.05	1.039	0.913	1.855	2.156	1.380	1.535
275	0.819	1.040	14.20	1.039	0.915	1.859	2.191	1.453	1.651
300	0.846	1.040	14.31	1.040	0.918	1.864	2.226	1.535	1.766
325	0.871	1.041	14.38	1.040	0.923	1.871	2.293	1.621	1.878
350	0.895	1.043	14.43	1.041	0.928	1.880	2.365	1.709	1.987
375	0.918	1.045	14.46	1.042	0.934	1.890	2.442	1.799	2.095
400	0.939	1.048	14.48	1.044	0.941	1.901	2.525	1.891	2.199
450	0.978	1.054	14.50	1.049	0.956	1.926	2.703	2.063	2.402
500	1.014	1.064	14.51	1.056	0.972	1.954	2.889	2.227	2.596
550	1.046	1.075	14.53	1.065	0.988	1.984	3.074	2.378	2.782
600	1.075	1.087	14.55	1.075	1.003	2.015	3.256	2.519	2.958
650	1.102	1.100	14.57	1.086	1.017	2.047	3.432	2.649	3.126
700	1.126	1.113	14.60	1.098	1.031	2.080	3.602	2.770	3.286
750	1.148	1.126	14.65	1.110	1.043	2.113	3.766	2.883	3.438
800	1.168	1.139	14.71	1.122	1.054	2.147	3.923	2.989	3.581
850	1.187	1.151	14.77	1.134	1.065	2.182	4.072	3.088	3.717
900	1.204	1.163	14.83	1.146	1.074	2.217	4.214	3.180	3.846
950	1.220	1.174	14.90	1.157	1.082	2.252	4.348	3.266	
1000	1.234	1.185	14.98	1.167	1.090	2.288	4.475	3.347	
1050	1.247	1.194	15.06	1.177	1.097	2.323	4.595	3.423	
1100	1.259	1.203	15.15	1.187	1.103	2.358	4.708	3.494	
1150	1.270	1.212	15.25	1.196	1.109	2.392	4.814	3.561	
1200	1.280	1.220	15.34	1.204	1.115	2.425			
1250	1.290	1.227	15.44	1.212	1.120	2.458			
1300	1.298	1.234	15.54	1.219	1.125	2.490			
1350	1.306	1.240	15.65	1.226	1.130	2.521			
1400	1.313	1.246	15.77	1.232	1.134	2.552			
1500	1.326	1.257	16.02	1.244	1.143	2.609			
1600	1.338	1.267	16.23	1.254	1.151	2.662			
1700	1.348	1.275	16.44	1.263	1.158	2.711			
1800	1.356	1.282	16.64	1.271	1.166	2.756			
1900	1.364	1.288	16.83	1.278	1.173	2.798			
2000	1.371	1.294	17.01	1.284	1.181	2.836			
2100	1.377	1.299	17.18	1.290	1.188	2.872			
2200	1.383	1.304	17.35	1.295	1.195	2.904			
2300	1.388	1.308	17.50	1.300	1.202	2.934			
2400	1.393	1.311	17.65	1.304	1.209	2.962			
2500	1.397	1.315	17.80	1.307	1.216	2.987			
2600	1.401	1.318	17.93	1.311	1.223	3.011			
2700	1.404	1.321	18.06	1.314	1.230	3.033			
2800	1.408	1.324	18.17	1.317	1.236	3.053			
2900	1.411	1.326	18.28	1.320	1.243	3.072			
3000	1.414	1.329	18.39	1.323	1.249	3.090			
3500	1.427	1.339	18.91	1.333	1.276	3.163			
4000	1.437	1.346	19.39	1.342	1.299	3.217			
4500	1.446	1.353	19.83	1.349	1.316	3.258			
5000	1.455	1.359	20.23	1.355	1.328	3.292			
5500	1.465	1.365	20.61	1.362	1.337	3.322			
6000	1.476	1.370	20.96	1.369	1.344	3.350			

T/[K]	C_6H_6	C_8H_{18}
250	0.850	1.308
275	0.957	1.484
300	1.060	1.656
325	1.160	1.825
350	1.255	1.979
375	1.347	2.109
400	1.435	2.218
450	1.600	2.403
500	1.752	2.608
550	1.891	2.774
600	2.018	2.924
650	2.134	3.121
700	2.239	3.232
750	2.335	3.349
800	2.422	3.465
850	2.500	3.582
900	2.571	3.673

The specific heats of atomic H, N and O are given with adequate accuracy by $c_p = 2.5\,\tilde{R}/\tilde{m}$ where $\tilde{m}$ is the molar mass of the *atomic* species.

Molar Properties of Some Gases and Vapours

By definition: $\tilde{h} = \tilde{u} + p\tilde{v}$ and $\tilde{g} = \tilde{h} - T\tilde{s}$

$\tilde{h}$ and $\tilde{u}$ are virtually independent of pressure and in the following will be treated as such: hence

$$\tilde{u} = \tilde{h} - \tilde{R}T$$

$\tilde{s}$ and $\tilde{g}$ are tabulated for states at the standard pressure $p^{\circ} = 1$ bar and are denoted by $\tilde{s}^{\circ}$ and $\tilde{g}^{\circ}$. At any other pressure p, $\tilde{s}$ and $\tilde{g}$ at a given temperature T can be found from

$$\tilde{s} - \tilde{s}^{\circ} = -\tilde{R}\ln(p/p^{\circ})$$

$$\tilde{g} - \tilde{g}^{\circ} = (\tilde{h} - \tilde{h}^{\circ}) - T(\tilde{s} - \tilde{s}^{\circ}) = +\tilde{R}T\ln(p/p^{\circ})$$

For individual gases and vapours, changes in $\tilde{s}$ and $\tilde{g}$ between states (p_1, T_1) and (p_2, T_2) are given by

$$\tilde{s}_2 - \tilde{s}_1 = (\tilde{s}_2 - \tilde{s}_2^{\circ}) + (\tilde{s}_2^{\circ} - \tilde{s}_1^{\circ}) + (\tilde{s}_1^{\circ} - \tilde{s}_1)$$

$$= (\tilde{s}_2^{\circ} - \tilde{s}_1^{\circ}) - \tilde{R}\ln(p_2/p_1)$$

$$\tilde{g}_2 - \tilde{g}_1 = (\tilde{g}_2 - \tilde{g}_2^{\circ}) + (\tilde{g}_2^{\circ} - \tilde{g}_1^{\circ}) + (\tilde{g}_1^{\circ} - \tilde{g}_1)$$

$$= (\tilde{g}_2^{\circ} - \tilde{g}_1^{\circ}) + \tilde{R}T_2\ln(p_2/p^{\circ}) - \tilde{R}T_1\ln(p_1/p^{\circ})$$

For a constituent in a mixture, p_1 and p_2 must be regarded as the partial pressures in the respective states.

When performing calculations involving non-reacting mixtures, the datum states at which $\tilde{h}$ and $\tilde{s}$ are arbitrarily put equal to zero are unimportant: in the following tables they are (1 bar, 298.15 K) for $\tilde{h}$ and (1 bar, 0.0 K) for $\tilde{s}$. The datum states are important when chemical reactions are involved—see p. 20.

$\tilde{h}$ [kJ/kmol]	$\tilde{u}$ [kJ/kmol]	$\tilde{s}^{\circ}$ [kJ/kmol K]	$\tilde{g}^{\circ}$ [kJ/kmol]	T [K]	$\tilde{h}$ [kJ/kmol]	$\tilde{u}$ [kJ/kmol]	$\tilde{s}^{\circ}$ [kJ/kmol K]	$\tilde{g}^{\circ}$ [kJ/kmol]
Carbon Dioxide (CO_2) $\tilde{m} = 44.010 \frac{kg}{kmol}$					Water Vapour (H_2O) $\tilde{m} = 18.015 \frac{kg}{kmol}$			
−9 364	−9 364	0	− 9 364	0	−9 904	−9 904	0	− 9 904
−6 456	−7 287	178.90	− 24 346	100	−6 615	−7 446	152.28	− 21 843
−3 414	−5 077	199.87	− 43 387	200	−3 280	−4 943	175.38	− 38.356
0	−2 479	213.69	− 63 710	298.15	0	−2 479	188.72	− 56 268
67	−2 427	213.92	− 64 108	300	63	−2 432	188.93	− 56 616
4 008	683	225.22	− 86 082	400	3 452	126	198.67	− 76 017
12 916	7 927	243.20	−133 000	600	10 498	5 509	212.93	−117 260
22 815	16 164	257.41	−183 110	800	17 991	11 340	223.69	−160 960
33 405	25 091	269.22	−235 810	1000	25 978	17 664	232.60	−206 620
44 484	34 507	279.31	−290 680	1200	34 476	24 499	240.33	−253 920
55 907	44 266	288.11	−347 440	1400	43 447	31 806	247.24	−302 690
67 580	54 277	295.90	−405 860	1600	52 844	39 541	253.51	−352 780
79 442	64 476	302.88	−465 750	1800	62 609	47 643	259.26	−404 060
91 450	74 821	309.21	−526 970	2000	72 689	56 060	264.57	−456 450
103 570	85 283	314.99	−589 400	2200	83 036	64 744	269.50	−509 860
115 790	95 833	320.30	−652 940	2400	93 604	73 650	274.10	−564 230
128 080	106 470	325.22	−717 490	2600	104 370	82 752	278.41	−619 490
140 440	117 160	329.80	−782 990	2800	115 290	92 014	282.45	−675 580
152 860	127 920	334.08	−849 390	3000	126 360	101 420	286.27	−732 460
165 330	138 720	338.11	−916 620	3200	137 550	110 950	289.88	−790 080
177 850	149 580	341.90	−984 620	3400	148 850	120 590	293.31	−848 390
190 410	160 470	345.49	−1 053 360	3600	160 250	130 320	296.57	−907 390
203 000	171 400	348.90	−1 122 800	3800	171 720	140 130	299.67	−967 010
215 630	182 370	352.13	−1 192 900	4000	183 280	150 020	302.63	−1 027 250

$\tilde{h}$ [kJ/kmol]	$\tilde{u}$ [kJ/kmol]	$\tilde{s}^{\circ}$ [kJ/kmol K]	$\tilde{g}^{\circ}$ [kJ/kmol]	T [K]	$\tilde{h}$ [kJ/kmol]	$\tilde{u}$ [kJ/kmol]	$\tilde{s}^{\circ}$ [kJ/kmol K]	$\tilde{g}^{\circ}$ [kJ/kmol]
Hydrogen (H_2)		$\tilde{m} = 2.016 \frac{kg}{kmol}$			Carbon Monoxide (CO)		$\tilde{m} = 28.0105 \frac{kg}{kmol}$	
−8 468	−8 468	0	−8 468	0	−8 699	−8 669	0	−8 669
−5 293	−6 124	102.04	−15 496	100	−5 770	−6 601	165.74	−22 344
−2 770	−4 433	119.33	−26 635	200	−2 858	−4 521	185.92	−40 041
0	−2 479	130.57	−38 931	298.15	0	−2 479	197.54	−58 898
54	−2 440	130.75	−39 172	300	54	−2 440	197.72	−59 263
2 958	−368	139.11	−52 684	400	2 975	−351	206.12	−79 475
8 812	3 823	150.97	−81 769	600	8 941	3 953	218.20	−121 980
14 703	8 051	159.44	−112 850	800	15 175	8 524	227.16	−166 550
20 686	12 371	166.11	−145 430	1000	21 686	13 371	234.42	−212 740
26 794	16 817	171.68	−179 220	1200	28 426	18 449	240.56	−260 250
33 062	21 422	176.51	−214 050	1400	35 338	23 698	245.89	−308 910
39 522	26 219	180.82	−249 790	1600	42 384	29 081	250.59	−358 560
46 150	31 184	184.72	−286 350	1800	49 522	34 556	254.80	−409 110
52 932	36 303	188.30	−323 660	2000	56 739	40 110	258.60	−460 460
59 860	41 569	191.60	−361 650	2200	64 019	45 728	262.06	−512 520
66 915	46 960	194.67	−400 290	2400	71 346	51 391	265.25	−565 260
74 090	52 473	197.54	−439 510	2600	78 714	57 096	268.20	−618 610
81 370	58 090	200.23	−479 280	2800	86 115	62 835	270.94	−672 530
88 743	63 799	202.78	−519 590	3000	93 542	68 598	273.51	−726 980
96 199	69 592	205.18	−560 390	3200	101 000	74 391	275.91	−781 930
103 740	75 469	207.47	−601 650	3400	108 480	80 210	278.18	−837 340
111 360	81 430	209.65	−643 370	3600	115 980	86 044	280.32	−893 190
119 060	87 469	211.73	−685 510	3800	123 490	91 900	282.36	−949 460
126 850	93 589	213.73	−728 060	4000	131 030	97 769	284.29	−1 006 120
Oxygen (O_2)		$\tilde{m} = 31.999 \frac{kg}{kmol}$			Nitrogen (N_2)		$\tilde{m} = 28.013 \frac{kg}{kmol}$	
−8 682	−8 682	0	−8 682	0	−8 669	−8 669	0	−8 669
−5 778	−6 610	173.20	−23 098	100	−5 770	−6 601	159.70	−21 740
−2 866	−4 529	193.38	−41 541	200	−2 858	−4 521	179.88	−38 833
0	−2 479	205.03	−61 131	298.15	0	−2 479	191.50	−57 096
54	−2 440	205.21	−61 509	300	54	−2 440	191.68	−57 450
3 029	−297	213.76	−82 477	400	2 971	−355	200.07	−77 058
9 247	4 258	226.35	−126 560	600	8 891	3 902	212.07	−118 350
15 841	9 189	235.81	−172 810	800	15 046	8 394	220.91	−161 680
22 707	14 392	243.48	−220 770	1000	21 460	13 145	228.06	−206 600
29 765	19 788	249.91	−270 120	1200	28 108	18 131	234.12	−252 830
36 966	25 325	255.45	−320 670	1400	34 936	23 296	239.38	−300 190
44 279	30 976	260.34	−372 260	1600	41 903	28 600	244.03	−348 540
51 689	36 723	264.70	−424 770	1800	48 982	34 016	248.19	−397 770
59 199	42 571	268.65	−478 110	2000	56 141	39 512	251.97	−447 800
66 802	48 510	272.28	−532 210	2200	63 371	45 079	255.41	−498 540
74 492	54 537	275.63	−587 010	2400	70 651	50 696	258.58	−549 940
82 274	60 657	278.74	−642 440	2600	77 981	56 364	261.51	−601 950
90 144	66 864	281.65	−698 490	2800	85 345	62 065	264.24	−654 530
98 098	73 155	284.40	−755 100	3000	92 738	67 795	266.79	−707 640
106 130	79 521	286.99	−812 240	3200	100 160	73 555	269.19	−761 230
114 230	85 963	289.44	−869 880	3400	107 610	79 339	271.45	−815 310
122 400	92 467	291.78	−928 010	3600	115 080	85 149	273.58	−869 800
130 630	99 034	294.01	−986 590	3800	122 570	90 976	275.60	−924 730
138 910	105 660	296.13	−1 045 590	4000	130 080	96 819	277.53	−980 040

Molar Properties of Some Gases and Vapours

$\tilde{h}$ [kJ/kmol]	$\tilde{u}$ [kJ/kmol]	$\tilde{s}^\circ$ [kJ/kmol K]	$\tilde{g}^\circ$ [kJ/kmol]	T [K]	$\tilde{h}$ [kJ/kmol]	$\tilde{u}$ [kJ/kmol]	$\tilde{s}^\circ$ [kJ/kmol K]	$\tilde{g}^\circ$ [kJ/kmol]
Hydroxyl (OH)		$\tilde{m} = 17.0075 \frac{kg}{kmol}$			Nitric Oxide (NO)		$\tilde{m} = 30.006 \frac{kg}{kmol}$	
−9 171	−9 171	0	−9 171	0	−9 192	−9 192	0	−9 192
−6 138	−6 969	149.48	−21 086	100	−6 071	−6 902	176.92	−23 763
−2 975	−4 638	171.48	−37 271	200	−2 950	−4 613	198.64	−42 678
0	−2 479	183.60	−54 740	298.15	0	−2 479	210.65	−62 806
54	−2 440	183.78	−55 080	300	54	−2 440	210.84	−63 198
3 033	−292	192.36	−73 909	400	3 042	−284	219.43	−84 729
8 941	3 953	204.33	−113 660	600	9 146	4 158	231.78	−129 920
14 878	8 227	212.87	−115 420	800	15 548	8 896	240.98	−177 240
20 933	12 618	219.62	−198 690	1000	22 230	13 915	248.43	−226 200
27 158	17 181	225.30	−243 200	1200	29 121	19 143	254.71	−276 540
33 568	21 928	230.23	−288 760	1400	36 166	24 526	260.14	−328 030
40 150	26 847	234.63	−335 250	1600	43 321	30 018	264.92	−380 550
46 890	31 924	238.59	−382 580	1800	50 559	35 594	269.18	−433 960
53 760	37 131	242.22	−430 670	2000	57 861	41 232	273.03	−488 190
60 752	42 460	245.55	−479 450	2200	65 216	46 924	276.53	−543 150
67 839	47 885	248.63	−528 870	2400	72 609	52 655	279.75	−598 780
75 015	53 397	251.50	−578 890	2600	80 036	58 418	282.72	−655 030
82 266	58 985	254.19	−629 460	2800	87 492	64 211	285.48	−711 860
89 584	64 640	256.71	−680 540	3000	94 977	70 034	288.06	−769 220
96 960	70 354	254.09	−732 130	3200	102 480	75 873	290.48	−827 070
104 390	76 118	261.34	−784 170	3400	110 000	81 733	292.77	−885 410
111 860	81 927	263.48	−836 670	3600	117 550	87 613	294.92	−944 170
119 380	87 783	265.51	−889 550	3800	125 100	93 507	296.96	−1 003 360
126 940	93 680	267.45	−942 860	4000	132 670	99 417	298.90	−1 062 950
Methane Vapour (CH_4)		$\tilde{m} = 16.043 \frac{kg}{kmol}$			Ethylene Vapour (C_2H_4)		$\tilde{m} = 28.054 \frac{kg}{kmol}$	
−10 025	−10 025	0	−10 025	0	−10 519	−10 519	0	−10 519
−6 699	−7 530	149.39	−21 638	100	−7 192	−8 024	180.44	−25 236
−3 368	−5 031	172.47	−37 863	200	−3 803	−5 466	203.85	−44 573
0	−2 479	186.15	−55 499	298.15	0	−2 479	219.22	−65 362
67	−2 427	186.37	−55 843	300	79	−2 415	219.49	−65 767
3 862	536	197.25	−75 038	400	4 883	−1 557	233.24	−88 412
13 129	8 141	215.88	−116 400	600	17 334	12 346	258.24	−137 610
24 673	18 022	232.41	−161 260	800	32 849	26 197	280.47	−191 520
38 179	29 865	247.45	−209 270	1000	50 664	42 350	300.30	−249 640
53 271	43 293	261.18	−260 150	1200	70 254	60 276	318.13	−311 510
69 609	57 969	273.76	−313 660	1400	91 199	79 558	334.27	−376 780
86 910	73 607	285.31	−369 590	1600	113 180	99 878	348.94	−445 120
104 960	89 994	295.93	−427 720	1800	135 970	121 010	362.36	−516 270
123 600	106 970	305.75	−487 900	2000	159 390	142 760	374.69	−589 990

The molar enthalpies of reaction, $\Delta\tilde{h}^{\ominus}$, on p. 21 are for a reference temperature of $T = 298.15\,\mathrm{K}$ and are virtually independent of pressure. Corresponding values of Gibbs function of reaction, $\Delta\tilde{g}^{\ominus}$, may be found from values of equilibrium constant $K^{\ominus}$ using the relation

$$\Delta\tilde{g}^{\ominus}(=\tilde{g}_{P}^{\ominus}-\tilde{g}_{R}^{\ominus}) = -\tilde{R}T\ln K^{\ominus}$$ (Suffixes P and R refer to products and reactants)

The *standard* or *thermodynamic equilibrium constant* is defined by

$$K^{\ominus} = \prod_{i}(p_i/p^{\ominus})^{v_i} \quad \text{or} \quad \ln K^{\ominus} = \sum_{i}\ln(p_i/p^{\ominus})^{v_i}$$

where v_i are the stoichiometric coefficients, those for the products and reactants being taken as positive and negative respectively. The constant so defined is dimensionless.

Reaction (kmol)—the values of $\Delta\tilde{h}^\circ$ relate to the corresponding chemical equation with amounts of substance in kilomoles	$\Delta\tilde{h}^\circ$/[kJ/kmol] at $T = 298.15\,\text{K}$ (25 °C)
$C(sol) + O_2 \rightarrow CO_2$	−393 520
$CO + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow CO_2$	−282 990
$H_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O(vap)$	−241 830
$CH_4(vap) + 2O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O(vap)$	−802 310
$C_2H_4(vap) + 3O_2 \rightarrow 2CO_2 + 2H_2O(vap)$	−1 323 170
$C_2H_6(vap) + 3\frac{1}{2}O_2 \rightarrow 2CO_2 + 3H_2O(vap)$	−1 427 860
$C_6H_6(vap) + 7\frac{1}{2}O_2 \rightarrow 6CO_2 + 3H_2O(vap)$	−3 169 540
$C_8H_{18}(vap) + 12\frac{1}{2}O_2 \rightarrow 8CO_2 + 9H_2O(vap)$	−5 116 180
$CO_2 + H_2 \rightarrow CO + H_2O(vap)$	+41 160
$\frac{1}{2}H_2 + OH \rightarrow H_2O(vap)$	−281 540
$\frac{1}{2}N_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow NO$	+90 290
$2H \rightarrow H_2$	−435 980
$2O \rightarrow O_2$	−498 340
$2N \rightarrow N_2$	−945 300

At 298.15 K for H_2O $\tilde{h}_{fg} = 43\,990$ kJ/kmol of H_2O
for C_6H_6 $\tilde{h}_{fg} = 33\,800$ kJ/kmol of C_6H_6
for C_8H_{18} $\tilde{h}_{fg} = 41\,500$ kJ/kmol of C_8H_{18}

$\frac{T}{[K]}$	ln K°: $\frac{(p_{H_2O})(p^\circ)^{\frac{1}{2}}}{(p_{H_2})(p_{O_2})^{\frac{1}{2}}}$	$\frac{(p_{CO_2})(p^\circ)^{\frac{1}{2}}}{(p_{CO})(p_{O_2})^{\frac{1}{2}}}$	$\frac{(p_{H_2O})(p_{CO})}{(p_{H_2})(p_{CO_2})}$	$\frac{(p_{H_2O})(p^\circ)^{\frac{1}{2}}}{(p_{OH})(p_{H_2})^{\frac{1}{2}}}$	$\frac{(p_{NO})}{(p_{O_2})^{\frac{1}{2}}(p_{N_2})^{\frac{1}{2}}}$	$\frac{(p_{H_2})(p^\circ)}{(p_H)^2}$	$\frac{(p_{O_2})(p^\circ)}{(p_O)^2}$	$\frac{(p_{N_2})(p^\circ)}{(p_N)^2}$
298.15	92.207	103.762	−11.554	106.329	−34.933	164.005	186.961	367.479
300	91.604	103.057	−11.453	105.627	−34.707	162.922	185.723	365.126
400	67.321	74.669	−7.348	77.360	−25.655	119.164	135.710	270.329
600	42.897	46.245	−3.348	48.956	−16.602	75.226	85.519	175.356
800	30.592	32.036	−1.444	34.670	−12.072	53.135	60.319	127.753
1000	23.162	23.528	−0.366	26.063	−9.353	39.808	45.145	99.128
1200	18.182	17.871	0.311	20.307	−7.541	30.878	35.005	80.011
1400	14.608	13.841	0.767	16.181	−6.245	24.468	27.742	66.329
1600	11.921	10.829	1.091	13.086	−5.273	19.637	22.285	56.055
1800	9.825	8.497	1.329	10.673	−4.518	15.865	18.030	48.051
2000	8.145	6.634	1.510	8.741	−3.912	12.840	14.622	41.645
2200	6.768	5.119	1.649	7.161	−3.417	10.358	11.827	36.391
2400	5.619	3.859	1.759	5.844	−3.005	8.281	9.497	32.011
2600	4.647	2.800	1.847	4.730	−2.657	6.517	7.521	28.304
2800	3.811	1.893	1.918	3.774	−2.360	5.002	5.826	25.117
3000	3.086	1.110	1.976	2.945	−2.102	3.689	4.357	22.359
3200	2.450	0.429	2.022	2.220	−1.877	2.538	3.072	19.936
3400	1.891	−0.170	2.061	1.582	−1.679	1.516	1.935	17.800
3600	1.391	−0.702	2.093	1.016	−1.504	0.609	0.926	15.898
3800	0.944	−1.176	2.121	0.507	−1.347	−0.202	0.019	14.198
4000	0.541	−1.600	2.141	0.051	−1.207	−0.934	−0.796	12.660
4500	−0.313	−2.491	2.178	−0.914	−0.914	−2.482	−2.514	9.414
5000	−0.997	−3.198	2.201	−1.683	−0.682	−3.725	−3.895	6.807
5500	−1.561	−3.771	2.210	−2.314	−0.493	−4.743	−5.024	4.666
6000	−2.033	−4.246	2.213	−2.839	−0.338	−5.590	−5.963	2.865

$p^\circ = 1\,\text{bar} = \frac{1}{1.01325}\,\text{atm}$ $(p^\circ)^{\frac{1}{2}} = 0.99344\,\text{atm}^{\frac{1}{2}}$ $\log_{10} K^\circ = 0.43429 \ln K^\circ$

International Standard Atmosphere

z [m]	p [bar]	T [K]	ρ/ρ_0	ν 10^{-5}[m²/s]	k 10^{-5}[kW/m K]	a [m/s]	$\bar{\lambda}$ 10^{-8}[m]
−2 500	1.3521	304.4	1.2631	1.207	2.661	349.8	5.251
−2 000	1.2778	301.2	1.2067	1.253	2.636	347.9	5.497
−1 500	1.2070	297.9	1.1522	1.301	2.611	346.0	5.757
−1 000	1.1393	294.7	1.0996	1.352	2.585	344.1	6.032
− 500	1.0748	291.4	1.0489	1.405	2.560	342.2	6.324
0	1.01325	288.15	1.0000	1.461	2.534	340.3	6.633
500	0.9546	284.9	0.9529	1.520	2.509	338.4	6.961
1 000	0.8988	281.7	0.9075	1.581	2.483	336.4	7.309
1 500	0.8456	278.4	0.8638	1.646	2.457	334.5	7.679
2 000	0.7950	275.2	0.8217	1.715	2.431	332.5	8.072
2 500	0.7469	271.9	0.7812	1.787	2.405	330.6	8.491
3 000	0.7012	268.7	0.7423	1.863	2.379	328.6	8.936
3 500	0.6578	265.4	0.7048	1.943	2.353	326.6	9.411
4 000	0.6166	262.2	0.6689	2.028	2.327	324.6	9.917
4 500	0.5775	258.9	0.6343	2.117	2.301	322.6	10.46
5 000	0.5405	255.7	0.6012	2.211	2.275	320.5	11.03
5 500	0.5054	252.4	0.5694	2.311	2.248	318.5	11.65
6 000	0.4722	249.2	0.5389	2.416	2.222	316.5	12.31
6 500	0.4408	245.9	0.5096	2.528	2.195	314.4	13.02
7 000	0.4111	242.7	0.4817	2.646	2.169	312.3	13.77
7 500	0.3830	239.5	0.4549	2.771	2.142	310.2	14.58
8 000	0.3565	236.2	0.4292	2.904	2.115	308.1	15.45
8 500	0.3315	233.0	0.4047	3.046	2.088	306.0	16.39
9 000	0.3080	229.7	0.3813	3.196	2.061	303.8	17.40
9 500	0.2858	226.5	0.3589	3.355	2.034	301.7	18.48
10 000	0.2650	223.3	0.3376	3.525	2.007	299.5	19.65
10 500	0.2454	220.0	0.3172	3.706	1.980	297.4	20.91
11 000	0.2270	216.8	0.2978	3.899	1.953	295.2	22.27
11 500	0.2098	216.7	0.2755	4.213	1.952	295.1	24.08
12 000	0.1940	216.7	0.2546	4.557	1.952	295.1	26.05
12 500	0.1793	216.7	0.2354	4.930	1.952	295.1	28.18
13 000	0.1658	216.7	0.2176	5.333	1.952	295.1	30.48
13 500	0.1533	216.7	0.2012	5.768	1.952	295.1	32.97
14 000	0.1417	216.7	0.1860	6.239	1.952	295.1	35.66
14 500	0.1310	216.7	0.1720	6.749	1.952	295.1	38.57
15 000	0.1211	216.7	0.1590	7.300	1.952	295.1	41.72
15 500	0.1120	216.7	0.1470	7.895	1.952	295.1	45.13
16 000	0.1035	216.7	0.1359	8.540	1.952	295.1	48.81
16 500	0.09572	216.7	0.1256	9.237	1.952	295.1	52.79
17 000	0.08850	216.7	0.1162	9.990	1.952	295.1	57.10
17 500	0.08182	216.7	0.1074	10.805	1.952	295.1	61.76
18 000	0.07565	216.7	0.09930	11.686	1.952	295.1	66.79
18 500	0.06995	216.7	0.09182	12.639	1.952	295.1	72.24
19 000	0.06467	216.7	0.08489	13.670	1.952	295.1	78.13
19 500	0.05980	216.7	0.07850	14.784	1.952	295.1	84.50
20 000	0.05529	216.7	0.07258	15.989	1.952	295.1	91.39
22 000	0.04047	218.6	0.05266	22.201	1.968	296.4	126.0
24 000	0.02972	220.6	0.03832	30.743	1.985	297.7	173.1
26 000	0.02188	222.5	0.02797	42.439	2.001	299.1	237.2
28 000	0.01616	224.5	0.02047	58.405	2.018	300.4	324.0
30 000	0.01197	226.5	0.01503	80.134	2.034	301.7	441.3
32 000	0.00889	228.5	0.01107	109.62	2.051	303.0	599.4

Density at sea level $\rho_0 = 1.2250\ \text{kg/m}^3$.

SI – British Conversion Factors

The International System of Units (HMSO, 1986) may be consulted for the definitions of SI units, and *British Standard* 350 for comprehensive tables of conversion factors.

Exact values are printed in **bold type**.

Mass: $1\,\mathrm{kg} = \dfrac{\mathbf{1}}{\mathbf{0.453\,592\,37}}\,\mathrm{lb} = 2.205\,\mathrm{lb}$

Length: $1\,\mathrm{m} = \dfrac{\mathbf{1}}{\mathbf{0.3048}}\,\mathrm{ft} = 3.281\,\mathrm{ft}$

Volume: $1\,\mathrm{m^3} = 10^3\,\mathrm{dm^3}$ (litre) $= 35.31\,\mathrm{ft^3} = 220.0$ UK gal $= 264.2$ US gal

Time: $1\,\mathrm{s} = \dfrac{\mathbf{1}}{\mathbf{60}}\,\mathrm{min} = \dfrac{\mathbf{1}}{\mathbf{3600}}\,\mathrm{h}$

Temperature unit: $1\,\mathrm{K} = \mathbf{1.8}\,\mathrm{R}$ (see p. 11 for definitions of units and scales)

Force: $1\,\mathrm{N}$ (or $\mathrm{kg\,m/s^2}$) $= \mathbf{10^5}\,\mathrm{dyn} = \dfrac{\mathbf{1}}{\mathbf{9.806\,65}}\,\mathrm{kgf}$

$$= 7.233\,\mathrm{pdl} = \frac{7.233}{32.174}\text{ or }0.2248\,\mathrm{lbf}$$

Pressure: p: $1\,\mathrm{bar} = \mathbf{10^5}\,\mathrm{N/m^2}$ (or Pa) $= 14.50\,\mathrm{lbf/in^2} = 750\,\mathrm{mmHg} = 10.20\,\mathrm{mH_2O}$

Specific volume v: $1\,\mathrm{m^3/kg} = 16.02\,\mathrm{ft^3/lb}$

Density ρ: $1\,\mathrm{kg/m^3} = 0.062\,43\,\mathrm{lb/ft^3}$

Energy: $1\,\mathrm{kJ} = \mathbf{10^3}\,\mathrm{N\,m} = \dfrac{\mathbf{1}}{\mathbf{4.1868}}\,\mathrm{kcal_{IT}} = 0.9478\,\mathrm{Btu} = 737.6\,\mathrm{ft\,lbf}$

Power: $1\,\mathrm{kW} = \mathbf{1}\,\mathrm{kJ/s} = \dfrac{\mathbf{10^3}}{\mathbf{9.806\,65}}\,\mathrm{kgf\,m/s} = \dfrac{\mathbf{10^3}}{\mathbf{9.806\,65 \times 75}}$ metric hp

$$= 737.6\,\mathrm{ft\,lbf/s} = \frac{737.6}{\mathbf{550}}\text{ or }\frac{1}{0.7457}\text{ British hp} = 3412\,\mathrm{Btu/h}$$

Specific energy etc. (u, h): $1\,\mathrm{kJ/kg} = \dfrac{\mathbf{1}}{\mathbf{2.326}}\,\mathrm{Btu/lb} = 0.4299\,\mathrm{Btu/lb}$

Specific heat capacity etc. (c, R, s): $1\,\mathrm{kJ/kg\,K} = \dfrac{\mathbf{1}}{\mathbf{4.1868}}\,\mathrm{Btu/lb\,R} = 0.2388\,\mathrm{Btu/lb\,R}$

Thermal conductivity k: $1\,\mathrm{kW/m\,K} = 577.8\,\mathrm{Btu/ft\,h\,R}$

Heat transfer coefficient: $1\,\mathrm{kW/m^2\,K} = 176.1\,\mathrm{Btu/ft^2\,h\,R}$

Dynamic viscosity μ: $1\,\mathrm{kg/m\,s} = \mathbf{1}\,\mathrm{N\,s/m^2} = 1\,\mathrm{Pa\,s} = \mathbf{10}\,\mathrm{dyn\,s/cm^2}$ (or poise)

$$= 2419\,\mathrm{lb/ft\,h} = 18.67 \times 10^{-5}\,\mathrm{pdl\,h/ft^2}$$

Kinematic viscosity v: $1\,\mathrm{m^2/s} = \mathbf{10^4}\,\mathrm{cm^2/s}$ (or stokes) $= 38\,750\,\mathrm{ft^2/h}$

General Information

Standard acceleration: $g_n = \mathbf{9.806\,65}\,\text{m/s}^2 = 32.1740\,\text{ft/s}^2$

Standard atmospheric pressure: $1\,\text{atm} = \mathbf{1.013\,25}\,\text{bar}$

$= 760\,\text{mmHg} = 10.33\,\text{mH}_2\text{O} = 1.0332\,\text{kgf/cm}^2$
$= 29.92\,\text{inHg} = 33.90\,\text{ftH}_2\text{O} = 14.696\,\text{lbf/in}^2$

Molar (universal) gas constant: $\tilde{R} = 8.3145\,\text{kJ/kmol K}$†
$= 1.986\,\text{Btu/lb-mol R} = 1545\,\text{ft lbf/lb-mol R}$

Molar volume: $\tilde{v} = 22.41\,\text{m}^3/\text{kmol}$ at 1 atm and 0°C
$= 359.0\,\text{ft}^3/\text{lb-mol}$ at 1 atm and 32°F

Composition of air:

	vol. analysis	grav. analysis
Nitrogen (N_2 – 28.013 kg/kmol)	0.7809	0.7553
Oxygen (O_2 – 31.999 kg/kmol)	0.2095	0.2314
Argon (Ar – 39.948 kg/kmol)	0.0093	0.0128
Carbon dioxide (CO_2 – 44.010 kg/kmol)	0.0003	0.0005

Molar mass $\tilde{m} = 28.96\,\text{kg/kmol}$
Specific gas constant $R = 0.2871\,\text{kJ/kg K}$
$= 0.068\,56\,\text{Btu/lb R} = 53.35\,\text{ft lbf/lb R}$
See p. 16 for other properties

For approximate calculations with air:

	vol. analysis	grav. analysis
N_2 – 28 kg/kmol	0.79	0.767
O_2 – 32 kg/kmol	0.21	0.233
N_2/O_2	3.76	3.29

Molar mass $\tilde{m} = 29\,\text{kg/kmol}$
Specific gas constant $R = 0.287\,\text{kJ/kg K}$
$= 0.0685\,\text{Btu/lb R} = 53.3\,\text{ft lbf/lb R}$
$c_p = 1.005\,\text{kJ/kg K} = 0.240\,\text{Btu/lb R}$
$c_v = 0.718\,\text{kJ/kg K} = 0.1715\,\text{Btu/lb R}$
$c_p/c_v = \gamma = 1.40$

The Stefan-Boltzmann constant:
$\sigma = 56.7 \times 10^{-12}\,\text{kW/m}^2\,\text{K}^4 = 0.171 \times 10^{-8}\,\text{Btu/ft}^2\,\text{h R}^4$

† The kilomole (kmol) is the amount of substance of a system which contains as many elementary entities as there are atoms in 12 kg of carbon 12.
The elementary entities must be specified, but for problems involving mixtures of gases and combustion they will be molecules or atoms.

LAMPIRAN B

KORELASI-KORELASI UNTUK PENENTUAN SIFAT TERMODINAMIKA UAP DAN AIR MURNI

Saturated-Steam-Property Functional Correlations for Fully Implicit Thermal Reservoir Simulation

W.S. Tortike, SPE, and **S.M. Farouq Ali,** SPE, U. of Alberta

SPE 17094

Summary. Current methods for determining saturated-steam properties are to look them up in steam tables and interpolate and to use discontinuous polynomial approximations to the experimental data. The latter require heavy computation and are restricted to certain regions of the saturation envelope. This paper presents a complete suite of properties as functions of simple continuous polynomials throughout almost the entire saturation envelope.

Introduction

Steam properties as a function of saturation pressure and temperature are essential for thermal reservoir simulation and other analyses. The properties are found with a computer either by interpolation of steam-table data or by using existing interpolation polynomials. The existing polynomials are of restricted range and generally discontinuous. This work offers a complete suite of steam properties as functions of continuous, simple polynomials throughout almost the entire saturation envelope—to within 7 K [13°F] or 1.85 MPa [270 psi] of the critical point of water. Derivatives of the polynomials can be evaluated analytically.

Polynomial interpolation is necessary to use vector and parallel computers effectively because looking up and interpolating from tables, although quicker for single-point evaluation,[1] is inefficient for many points. The most recent work on polynomial interpolation, by Ejiogu and Fiori,[2] presented new, mostly discontinuous interpolations over a wider range of pressure and temperature than were previously available and provided a literature survey of the pre-existing interpolation functions. The polynomials of Ejiogu and Fiori provide a baseline for comparison with our correlations for the same properties. We also present three additional correlations for properties that Ejiogu and Fiori did not address. All the correlations are invalid outside the steam-saturation envelope.

Development of Correlations

The objective of the work was to develop polynomials that describe the behavior of the steam properties to a sufficient degree of accuracy with changing pressure and temperature within the entire saturation envelope. The polynomials should be continuous and should involve simple integer powers of the independent variable. Integer powers are efficient arithmetic operations, unlike the evaluation of transcendental functions that implicitly includes fractional exponents. Transcendental functions take an order of magnitude more effort to evaluate than basic arithmetic operations on a computer. This efficiency is particularly useful in microcomputers. Simple polynomials can be most effectively evaluated with the Horner expansion.[3]

The data were tabulated in Perry and Green[4] for saturated water substance. The property values were corroborated by the tables published by Cooper and Le Fevre.[5] The correlations were developed by polynomial regression, using the correlation coefficient and the residuals to judge the suitability of each correlation. Two transcendental evaluations are required for the saturation temperature and for the vapor density, and the evaluation of a square root is required for the specific enthalpy of vaporization. The polynomials all have integer powers.

The correlations are presented jointly in SI metric and customary units, with version (a) in SI metric and version (b) in customary units. All temperatures used as independent variables in the correlations are in kelvins [degrees Rankine], and pressures similarly used are in pascals [psia]. The coefficients were developed separately for each unit system, so that the residuals are identical for each pair of approximations. Correlations are presented first for saturated steam condensate, then for saturated steam. Note that the use of temperature as the correlation variable results in simpler expressions than in many previously published works. If pressure is required, as the independent variable in these correlations, then the evaluation of temperature from Eq. 10 is very accurate and suitable for determining all other properties.

Discussion of Error. The maximum and mean absolute residuals determined from the correlations on the original data, expressed as percentages of the true values, are reported for the properties. The correlation coefficients are reported for the regression variables, which are sometimes transformations of the properties. The suitability of the new polynomials under particular conditions can be assessed with the residual plots in Figs. 1 through 11, which correspond to each equation of the same number.

The errors for each of the correlations have been compared with the errors from the correlations by Ejiogu and Fiori[2] within the range for which their correlations are valid (3.4 to 17.2 MPa [500 to 2500 psia]). Table 1 presents a comparison of the maximum absolute relative residuals, and Table 2 presents a comparison of the standard deviations of the absolute relative residuals. Those properties marked by an asterisk required evaluation by two different Ejiogu and Fiori polynomials over the range. For μ_{sc} and ρ_{sc}, a significant discrepancy exists between the relative residuals reported by Ejiogu and Fiori (shown in parentheses in Table 1) and those calculated by us from their approximations. The comparison was made using SI metric correlations, and the Ejiogu and Fiori coefficients apparently were converted from the correlations in customary U.S. units. Furthermore, we used two different sources for all the data, one of which was a check. These factors appear to account for the discrepancy. It can be seen that, otherwise, the accuracy of both sets of polynomials is of the same order.

Steam Condensate. ***Viscosity.*** The correlation is valid for $273.15 \leq T \leq 645$ K [$492 \leq T \leq 1{,}161$°R]. The maximum absolute residual= 2.87%, mean absolute residual=1.07%, and $r^2=0.99994$.

$$\mu_{sc}=-0.012\,327\,4+\frac{27.1038}{T}-\frac{23\,527.5}{T^2}+\frac{1.014\,25\times10^7}{T^3}-\frac{2.173\,42\times10^9}{T^4}+\frac{1.869\,35\times10^{11}}{T^5} \quad \text{(1a)}$$

and

$$\mu_{sc}=-12.3274+\frac{48{,}786.8}{T}-\frac{7.62292\times10^7}{T^2}+\frac{5.91509\times10^{10}}{T^3}-\frac{2.28157\times10^{13}}{T^4}+\frac{3.53226\times10^{15}}{T^5} \quad \text{(1b)}$$

Thermal Conductivity. The correlation is valid for $273.15 \leq T \leq 645$ K [$492 \leq T \leq 1{,}161$°R]. The maximum absolute residual= 4.58%, mean absolute residual=0.46%, and $r^2=0.99857$.

$$k_{hsc}=3.511\,53-0.044\,360\,2T+2.412\,33\times10^{-4}T^2-6.050\,99\times10^{-7}T^3+7.227\,66\times10^{-10}T^4-3.371\,36\times10^{-13}T^5 \quad \text{(2a)}$$

Fig. 1—Plot of residuals from the correlation of μ_{sc} with T.

Fig. 2—Plot of residuals from the correlation of k_{hsc} with T.

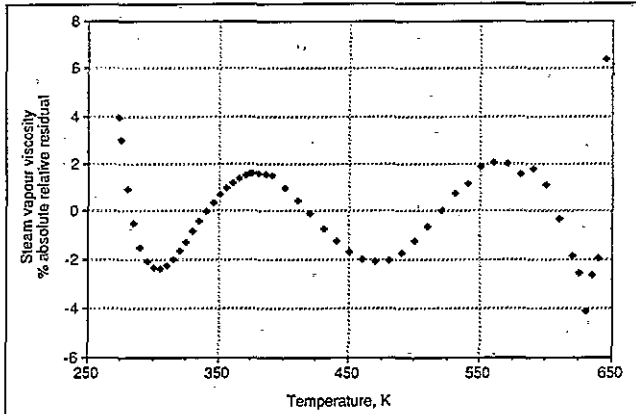



Fig. 3—Plot of residuals from the correlation of ρ_{sc} with T.

and $k_{hsc}=2.02892-0.0142394T+4.30191\times10^{-5}T^2$
$-5.99485\times10^{-8}T^3+3.97811\times10^{-11}T^4$
$-1.03089\times10^{-14}T^5$. .... (2b)

Density. The correlation is valid for $273.15 \le T \le 640$ K [$492 \le T \le 1{,}152$°R]. The maximum absolute residual=1.87%, mean absolute residual=0.22%, and $r^2=0.99977$. All the absolute residuals are less than 1% for $273.15 \le T \le 620$ K [$492 \le T \le 1{,}116$°R].

$\rho_{sc}=3786.31-37.2487T+0.196\,246T^2-5.047\,08\times10^{-4}T^3$
$+6.293\,68\times10^{-7}T^4-3.084\,80\times10^{-10}T^5$ .... (3a)

and $\rho_{sc}=236.372-1.29187T+0.00378125T^2$
$-5.40258\times10^{-6}T^3+3.74277\times10^{-9}T^4$
$-1.01916\times10^{-12}T^5$. .... (3b)

Fig. 4—Plot of residuals from the correlation of h_{sc} with T.

Fig. 5—Plot of residuals from the correlation of μ_{sv} with T.

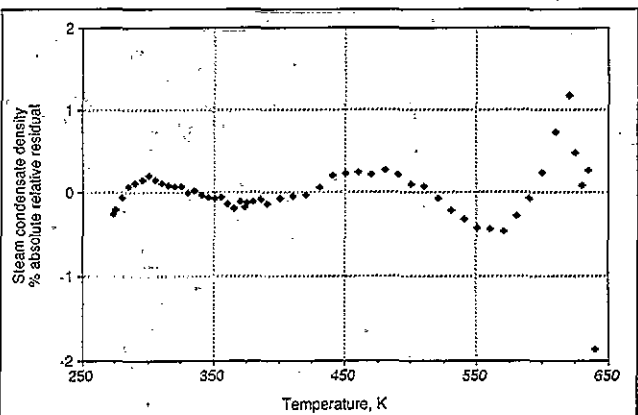



Fig. 6—Plot of residuals from the correlation of k_{hsv} with T.

Specific Enthalpy. The correlation is valid for $273.15 \le T \le 645$ K [$492 \le T \le 1{,}161$°R]. The maximum absolute residual=2.93%, mean absolute residual=0.52%, and $r^2=0.99994$. All the absolute residuals are less than 1% for $305 < T < 645$ K [$549 < T < 1{,}161$°R].

$h_{sc}=23\,665.2-366.232T+2.269\,52T^2-0.007\,303\,65T^3$
$+1.302\,41\times10^{-5}T^4-1.221\,03\times10^{-8}T^5$
$+4.708\,78\times10^{-12}T^6$ .... (4a)

and $h_{sc}=10{,}174.2-87.4729T+0.301147T^2-5.38409\times10^{-4}T^3$
$+5.33392\times10^{-7}T^4-2.77814\times10^{-10}T^5$
$+5.95201\times10^{-14}T^6$. .... (4b)

Steam Vapor. ***Viscosity.*** The correlation is valid for $273.15 \le T \le 645$ K [$492 \le T \le 1{,}161$°R]. The maximum absolute residual=

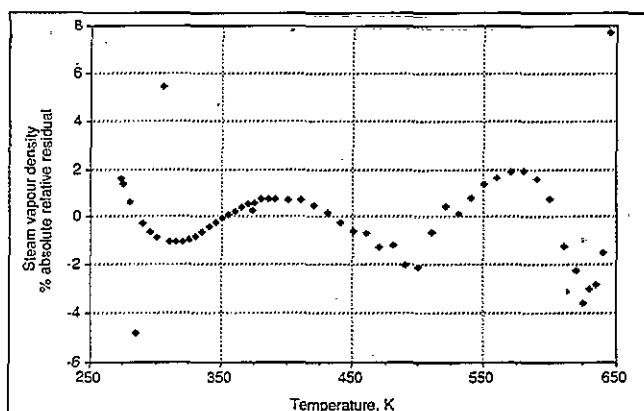



Fig. 7—Plot of residuals from the correlation of ρ_{sv} with T.

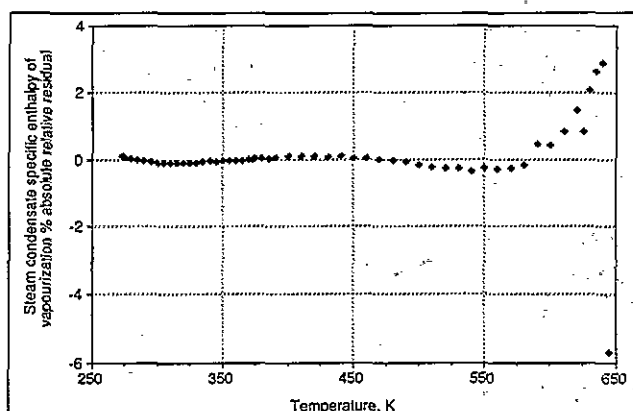



Fig. 9—Plot of residuals from the correlation of L_v with T.

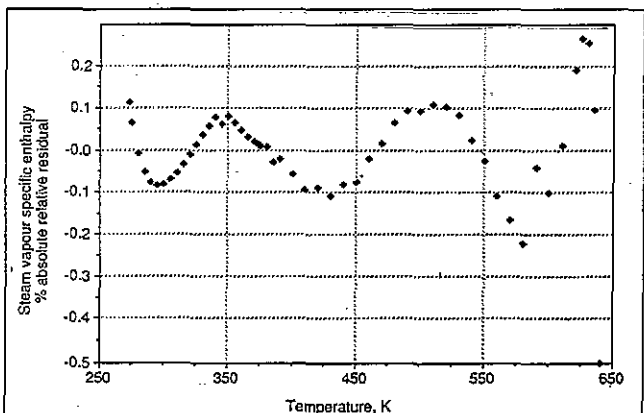



Fig. 8—Plot of residuals from the correlation of h_{sv} with T.

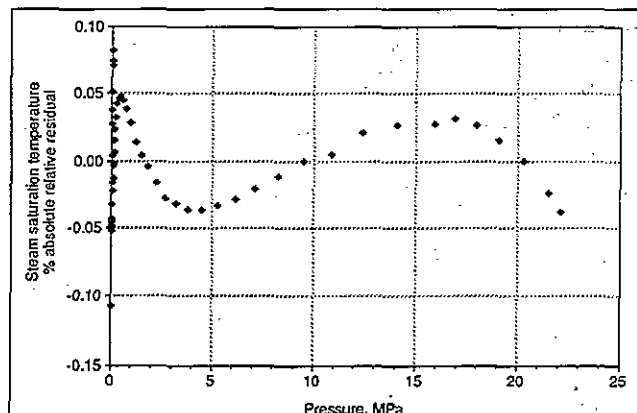



Fig. 10—Plot of residuals from the correlation of T with p.

6.41%, mean absolute residual=1.59%, and r^2=0.99542. Note that the errors are worst at the extremities of the range.

$$\mu_{sv}=-5.468\ 07\times10^{-4}+6.894\ 90\times10^{-6}T-3.399\ 99\times10^{-8}T^2+8.298\ 42\times10^{-11}T^3-9.970\ 60\times10^{-14}T^4+4.719\ 14\times10^{-17}T^5 \quad \text{(5a)}$$

and $$\mu_{sv}=-0.546807+3.83050\times10^{-3}T-1.04938\times10^{-5}T^2+1.42291\times10^{-8}T^3-9.49798\times10^{-12}T^4+2.49747\times10^{-15}T^5. \quad \text{(5b)}$$

Thermal Conductivity. The correlation is valid for $273.15\leq T\leq 645$ K [$492\leq T\leq 1,161$°R]. The maximum absolute residual= 7.56%, mean absolute residual=2.63%, and r^2=0.99709. Note that the errors are worst at the extremities of the range.

$$k_{hsv}=-2.357\ 87+0.029\ 742\ 9T-1.468\ 88\times10^{-4}T^2+3.577\ 67\times10^{-7}T^3-4.297\ 64\times10^{-10}T^4+2.045\ 11\times10^{-13}T^5 \quad \text{(6a)}$$

and $$k_{hsv}=-1.36235+9.54729\times10^{-3}T-2.61945\times10^{-5}T^2+3.54448\times10^{-8}T^3-2.36542\times10^{-11}T^4+6.25351\times10^{-15}T^5. \quad \text{(6b)}$$

Density. The correlation is valid for $273.15\leq T\leq 645$ K [$492\leq T\leq 1,161$°R]. The maximum absolute residual=7.71%, mean absolute residual=1.29%, and r^2=0.99996 on ln ρ_{sv}. Note that one can find the steam density with the real gas formula $\rho_{sv}=pM/(zRT)$, assuming that the z factor has been evaluated already.

$$\ln\rho_{sv}=-93.7072+0.833\ 941T-0.003\ 208\ 09T^2+6.576\ 52\times10^{-6}T^3-6.937\ 47\times10^{-9}T^4+2.972\ 03\times10^{-12}T^5 \quad \text{(7a)}$$

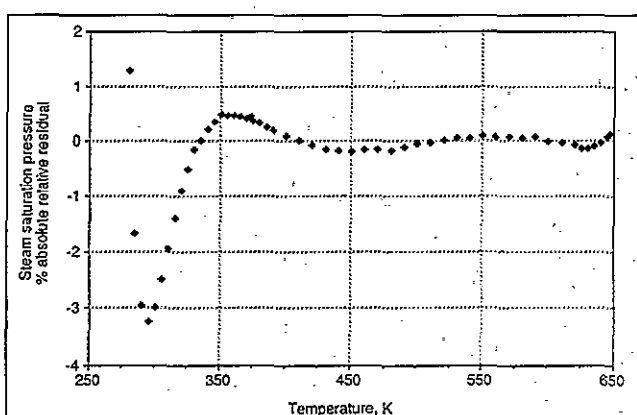



Fig. 11—Plot of residuals from the correlation of p with T.

and $$\ln\rho_{sv}=-96.4809+0.463301T-9.90153\times10^{-4}T^2+1.12766\times10^{-6}T^3-6.60862\times10^{-10}T^4+1.57286\times10^{-13}T^5. \quad \text{(7b)}$$

Specific Enthalpy. The correlation is valid for $273.15\leq T\leq 640$ K [$492\leq T\leq 1,152$°R]. The maximum absolute residual=0.50%, mean absolute residual=0.08%, and r^2=0.99920.

$$h_{sv}=-22\ 026.9+365.317T-2.258\ 37T^2+0.007\ 374\ 20T^3-1.334\ 37\times10^{-5}T^4+1.269\ 13\times10^{-8}T^5-4.968\ 80\times10^{-12}T^6 \quad \text{(8a)}$$

and $$h_{sv}=-9,469.85+87.2545T-0.299668T^2+5.43610\times10^{-4}T^3-5.46484\times10^{-7}T^4+2.88759\times10^{-10}T^5-6.28068\times10^{-14}T^6. \quad \text{(8b)}$$

TABLE 1—MAXIMUM PERCENT ABSOLUTE RELATIVE RESIDUAL VALUES ($100 \times |y_i - \hat{y}_i|/y_i$) OVER VALID RANGE OF EJIOGU AND FIORI POLYNOMIALS

Property	Ejiogu and Fiori[2]	This Work
T	0.05 (0.08)	0.04
h^*_{sc}	0.46 (0.20)	0.39
h_{sv}	0.23 (0.24)	0.27
ρ^*_{sc}	1.23 (0.60)	1.17
ρ^*_{sv}	1.07 (0.90)	3.56
μ^*_{sc}	16.74 (0.40)	2.63
μ^*_{sv}	4.82 (4.00)	2.54
L^*_v	0.79 (0.80)	1.48
p	no correlation	0.11
k_{hsc}	no correlation	1.80
k_{hsv}	no correlation	4.06

TABLE 2—SAMPLE STANDARD DEVIATION OF THE PERCENT RELATIVE RESIDUAL VALUES OVER VALID RANGE OF EJIOGU AND FIORI POLYNOMIALS

Property	Ejiogu and Fiori[2]	This Work
T	0.03	0.03
h^*_{sc}	0.15	0.27
h_{sv}	0.12	0.14
ρ^*_{sc}	0.35	0.52
ρ^*_{sv}	0.34	1.77
μ^*_{sc}	5.95	1.65
μ^*_{sv}	2.29	1.53
L^*_v	0.34	0.60
p	no correlation	0.06
k_{hsc}	no correlation	0.94
k_{hsv}	no correlation	2.57

Steam Vapor and Condensate. ***Specific Enthalpy (Latent Heat) of Vaporization.*** The correlation is valid for $273.15 \leq T \leq 645$ K [$492 \leq T \leq 1{,}161$°R]. The maximum absolute residual=5.68%, mean absolute residual=0.40%, and $r^2=0.99994$ on L_v^2. All the absolute residuals are less than 1% for $273.15 \leq T \leq 620$ K [$492 \leq T \leq 1{,}116$°R].

$$L_v=(7\,184\,500+11\,048.6T-88.4050T^2+0.162\,561T^3 -1.213\,77\times10^{-4}T^4)^{1/2} \quad \text{(9a)}$$

and $$L_v=(1{,}327{,}940+1{,}134.53T-5.04327T^2+5.15204\times10^{-3}T^3 -2.13711\times10^{-6}T^4)^{1/2}. \quad \text{(9b)}$$

Saturation Temperature. The correlation is valid for 0.611 kPa $\leq p \leq 22.12$ MPa [$0.089 \leq p \leq 3208$ psia]. The maximum absolute residual=0.11%, mean absolute residual=0.03%, and $r^2=1.00000$. Note that the pressure range corresponds to $273.15 \leq T \leq 647.3$ K [$491.7 \leq T \leq 1{,}165.1$°R].

$$T_s=280.034+14.0856 \ln p+1.380\,75(\ln p)^2 -0.101\,806(\ln p)^3+0.019\,017(\ln p)^4 \quad \text{(10a)}$$

and $$T_s=561.435+33.8866 \ln p+2.18893(\ln p)^2 +0.0808998(\ln p)^3+0.0342030(\ln p)^4. \quad \text{(10b)}$$

Saturation Pressure. The correlation is valid for $280 \leq T \leq 647.3$ K [$504 \leq T \leq 1{,}165.1$°R]. The maximum absolute residual=3.22%, mean absolute residual=0.49%, and $r^2=1.00000$ on $\sqrt{p}$. All the absolute residuals are less than 1% for $320 \leq T \leq 647.3$ K [$576 \leq T \leq 1{,}165.1$°R].

$$p_s=(-175.776+2.292\,72T-0.011\,395\,3T^2 +2.627\,80\times10^{-5}T^3-2.737\,26\times10^{-8}T^4 +1.138\,16\times10^{-11}T^5)^2 \quad \text{(11a)}$$

and $$p_s=(-66.9421+0.485086T-1.33944\times10^{-3}T^2 +1.71599\times10^{-6}T^3-9.93039\times10^{-10}T^4 +2.29394\times10^{-13}T^5)^2. \quad \text{(11b)}$$

Conclusions

A new set of functional correlations has been developed to predict the physical properties of saturated steam. The correlations are valid virtually throughout the steam-saturation envelope except in the immediate vicinity of the critical point. The new correlations have three advantages over previously published work: (1) a continuous and numerically efficient polynomial for each property, throughout almost the entire steam-saturation envelope, for which continuous numerical or analytical derivatives can be found; (2) suitability for vector pipeline and parallel processors and computer spreadsheets; and (3) a complete selection of steam properties with the choice of derived SI metric or customary units, with each correlation found separately in its own unit system.

The purpose of the correlations is to eliminate the need for different correlations over several smaller ranges and to minimize the use of transcendental functions (which implicitly include noninteger exponents). The correlations have been compared with the previously most comprehensive set of steam-property correlations in the petroleum engineering literature and were found to have errors of similar magnitude in the restricted region of validity.

Nomenclature

h_{sc} = specific enthalpy of steam condensate, kJ/kg [Btu/lbm]
h_{sv} = specific enthalpy of steam vapor, kJ/kg [Btu/lbm]
k_{hsc} = thermal conductivity of steam condensate, W/m·K [Btu/hr-ft-°R]
k_{hsv} = thermal conductivity of steam vapor, W/m·K [Btu/hr-ft-°R]
L_v = specific enthalpy (latent heat) of vaporization of steam, kJ/kg [Btu/lbm]
M = molar mass, kg/kmol [lbm/lbm mol]
p = steam saturation pressure, kPa [psia]
r = correlation coefficient
R = universal gas constant, 8314 J/kmol·K
T = steam saturation temperature, K [°R]
y_i = observed value of y
$\hat{y}_i$ = fitted value of y
z = gas compressibility factor, kPa^{-1} [psi^{-1}]
μ_{sc} = viscosity of steam condensate, Pa·s [cp]
μ_{sv} = viscosity of steam vapor, Pa·s [cp]
ρ_{sc} = density of steam condensate, kg/m^3 [lbm/ft^3]
ρ_{sv} = density of steam vapor, kg/m^3 [lbm/ft^3]

References

1. Dubois, P.F.: "Swimming Upstream: Calculating Table Lookups and Piecewise Functions," *Parallel Computations*, G. Rodrigue (ed.), Academic Press, Washington, DC (1982) 129–51.
2. Ejiogu, G.C. and Fiori, M.: "High-Pressure Saturated-Steam Correlations," *JPT* (Dec. 1987) 1585–90; *Trans.*, AIME, **283.**
3. Knuth, D.E.: *The Art of Computer Programming, Seminumerical Algorithms*, second edition, Addison-Wesley Publishing Co., Reading, MA (1981) 2, 467.
4. Perry, R.H. and Green, D.: *Perry's Chemical Engineers' Handbook*, sixth edition, McGraw-Hill Book Co. Inc., New York City (1984) 3: 238–39.
5. Cooper, J.R. and Le Fevre, E.J.: *Thermophysical Properties of Water Substance*, Edward Arnold Publishers Ltd., London (1975).

SI Metric Conversion Factors

°F (°F+459.67)/1.8 = K
psi × 6.894 757 E+00 = kPa

SPERE

Original SPE manuscript received for review Jan. 27, 1988. Paper (SPE 17094) accepted for publication April 28, 1989. Revised manuscript received April 3, 1989.

Steam Vapour

- Viscosity, Pa.s (Perry and Green, 1984)

$$\mu_s = -3.0425 \times 10^{-5} + 4.0662 \times 10^{-7} T. \tag{8}$$

$373\,K \leq T \leq 675\,K$

Maximum absolute residual = 0.26%

Mean absolute residual = 0.13%

$r^2 = 1.0000$.

- Thermal conductivity, W m^{-1} K^{-1} (CRC, 1984)

$$k_{h_s} = 3.7133 \times 10^{-4} + 4.1761 \times 10^{-5} T + 5.8258 \times 10^{-8} T^2 - 6.3932 \times 10^{-14} T^3. \tag{9}$$

$290\,K \leq T \leq 640\,K$

Maximum absolute residual = 1.05%

Mean absolute residual = 0.28%

$r^2 = 0.9999$.

N.B. The error is largest near atmospheric pressure. It falls sharply at above 130 kPa [19 psia].

- Density, kg m^{-3}

$$\rho_s = -0.010344 + 5.5 \times 10^{-6} p - 3.4403 \times 10^{-13} p^2 + 6.8506 \times 10^{-20} p^3 - 4.5452 \times 10^{-27} p^4 + 1.1767 \times 10^{-34} p^5. \tag{10}$$

$0.1\,MPa \leq p \leq 21\,MPa$

Maximum absolute residual = 8.47%

Mean absolute residual = 1.60%

$r^2 = 1.000$.

N.B. The error is greatest at below 3.5 MPa [508 psia]. Above this pressure the error drops rapidly (< 1%). The size of the coefficients is due to the use of pascals as the pressure units—use megapascals to alter the size of the coefficients.

- Specific enthalpy, kJ kg^{-1}

$$h_s = 65\,476 - 675.93T + 2.8761T^2 - 0.0060640T^3 + 6.3580 \times 10^{-6} T^4 - 2.6595 \times 10^{-9} T^5. \tag{11}$$

$373\,K \leq T \leq 639\,K$

Maximum absolute residual = 0.85%

Mean absolute residual = 0.10%

$r^2 = 0.9982$.

REFERENCES

Cooper, J.R. and Le Fevre, E.J. (1975): *Thermophysical Properties of Water Substance*, Edward Arnold (Publishers) Ltd.

Dubois, P. F. (1982): "Swimming Upstream: Calculating Table Lookups and Piecewise Functions", in *Parallel Computations*, Ed. G. Rodrigue, Academic Press, 129–151.

Gottfried, B. S. (1965): "A Mathematical Model of Thermal Oil Recovery in Linear Systems", *SPEJ* (September) 196–210.

Mayhew, Y. R. and Rogers, G. F. C. (1978): *Thermodynamic and Transport Properties of Fluids SI Units*, Oxford.

Perry, R. H. and Green, D. (1984): *Perry's Chemical Engineers' Handbook*, 6th edition, McGraw-Hill Book Co., New York.

CORRELATIONS FOR THERMODYNAMIC PROPERTIES OF PURE WATER AT SATURATION CONDITION

Ali Ashat and Nenny Saptadji
Laboratorium Geothermal - Jurusan Teknik Perminyakan ITB

Sari

Sifat-sifat termodinamika fluida panasbumi pada kondisi saturasi seperti temperatur dan tekanan saturasi, entalpi, densitas, viskositas dinamik, entropi, energi dalam, konduktivitas termal, dan panas laten umumnya ditentukan dari Tabel Uap yang disusun oleh Rogers & Mayhew (1993). Penentuan sifat termodinamika uap dan air dengan menggunakan Tabel Uap sangat tidak efisien khususnya untuk perhitungan-perhitungan yang memerlukan iterasi. Agar penentuan sifat termodinamika dapat dilakukan dengan cepat, penulis mengembangkan korelasi yang diperoleh dengan regresi polinomial. Untuk melihat tingkat ketelitian korelasi ini, dilakukan uji validitas terhadap nilai sebenarnya dari Tabel Uap yang disusun oleh Rogers & Mayhew (1993) dan juga dibandingkan dengan korelasi serupa yang disusun oleh Tortike & Ali (1989). Semua korelasi baru ini sangat mendekati nilai sebenarnya dari Tabel Uap dan memiliki ketelitian yang lebih baik dari Tortike & Ali (1989).

Abstract

Thermodynamic properties of geothermal fluid at saturation condition such as saturation temperature and pressure, enthalpy, density, dynamic viscosity, entropy, internal energy, thermal conductivity, and latent heat are generally determined from the Steam Table. Determination of geothermal fluid properties using Steam Table is time consuming, particularly if iteration is needed in the calculation processes. For faster calculation, new correlation is developed using polynomial regression. The validation of the correlation is checked by comparing the fluid properties determined using the developed correlation with those determined using the Steam Table composed by Roger & Mayhew (1993) and those determined using a correlation developed by Tortike & Ali (1989). They do not only fit with the values determined using the Steam Table but also give a better accuracy if are compared to those determined using the correlation of Tortike & Ali (1989).

I. Introduction

Thermodynamic properties of geothermal fluid is very important for geothermal exploration and utilization. They need to be determined accurately because they are needed for reservoir simulation[2)], flow analysis in wells and piping system, calculation of turbines power output, steam consumption, and reserve estimation. The properties are enthalpy, density, dynamic viscosity, entropy, internal energy, thermal conductivity, latent heat, and saturation temperature and pressure.

Usually the properties of geothermal fluid are assumed to have the same properties as pure water and steam at saturation condition. Basically, they can be found in the Steam Table. A common method used if the values are not performed in the Steam Table is by doing a linear interpolation. But the method will be time consuming if the calculation needs an iterative procedure. Besides determining the properties in the Steam Table, they can also be computed using an implicit as well as explicit correlation.

The new correlations in this paper are fully implicit correlations in forms of polynomial equations. The fundamental reason of using the polynomial equations because it is very easy to use and very quick to get the solution. The result can be obtained directly by inserting a value to its independent variable. An explicit correlation usually gives a better accuracy than an implicit one but if the closer solution is preferred, the longer time is needed for iteration.

II. Development of Equation

At saturation condition, pure water stays at certain pressure and temperature, more over the values of their thermodynamic properties only depend on single independent variable (temperature or pressure). The following new proposed correlations are based upon inputs of temperature (T) except saturation temperature which needs input of pressure (P).

Based on data of properties in the Steam Table[1)], polynomial equations were selected to give the best match using regression[3)] by considering the

trends of the curves. Correlation from Tortike & Ali (1989) is also polynomial equation so the approach of Tortike & Ali (1989) is similar with in this paper, the differences are in the accuracy of the result and in the region of validity. Some of the functions are not available in Tortike & Ali's correlation, the functions are proposed as new correlations, that are specific internal energy and entropy.

All of the correlations use metric unit (SI) and they only work in the specified region of validity. The correlations are:

1. Specific enthalpy of the saturated liquid, h_f

$$h_f = 2.61\times10^{-12} t^6 - 2.37647 \times 10^{-9} t^5 + 8.2273836 \times 10^{-7} t^4 - 1.27726207 \times 10^{-4} t^3 + 9.09848508 \times 10^{-3} t^2 + 3.93058027 t + 1.80063908 \quad (1)$$

allowable temperature range for the function
$5 \leq t \leq 372.9\ ^oC$

2. Specific enthalpy of the saturated vapor, h_g

$$h_g = -2.63 \times10^{-12} t^6 + 2.32493\times10^{-9} t^5 - 7.9286967\times10^{-7} t^4 + 1.15070216\times10^{-4} t^3 - 8.72782360\times10^{-3} t^2 + 2.072662 t + 2499.28700103 \quad (2)$$

allowable temperature range for the function
$0.01 \leq t \leq 359.2\ ^oC$

3. Latent heat, h_{fg}

$$h_{fg} = (-2.05373120 \times10^{-3} t^6 + 3.49576272 t^5 - 55.55352244 t^4 - 648245.07920639 t^3 + 2231154.48990166 \times10^2 t^2 - 1478967.50570506 \times10^5 t + 3911830.81308876 \times10^7)^{0.25} \quad (3)$$

allowable temperature range for the function
$0.01 \leq t \leq 369.8\ ^oC$

4. Dynamic Viscosity of the saturated liquid, μ_f

$$\mu_f = -7.94880270 \times 10^{-10} t^3 + 5.39988305 \times10^{-8} t^{2.5} - 1.45494011 \times 10^{-6} t^2 + 19.15154505 \times 10^{-6} t^{1.5} - 114.10124937 \times 10^{-6} t + 75.53618049 \times 10^{-6} t^{0.5} + 1726.58695211 \times 10^{-6} \quad (4)$$

allowable temperature range for the function
$0.01 \leq t \leq 300\ ^oC$

5. Dynamic Viscosity of the saturated vapor, μ_g

$$\mu_g = -6.173834 \times 10^{-20} t^6 + 6.087339119 \times10^{-17} t^5 - 2.147336171144 \times10^{-14} t^4 + 3.29498134\times10^{-12} t^3 - 2.02912028 \times10^{-10} t^2 + 3.88646624 \times 10^{-8} t + 8.46665335 \times 10^{-6} \quad (5)$$

allowable temperature range for the function
$0.01 \leq t \leq 300\ ^oC$

6. Density of the saturated liquid, ρ_f

$$\rho_f = -2.23821695 \times 10^{-28} t^{12} + 4.94472419 \times 10^{-23} t^{10} - 1.48693151 \times 10^{-18} t^8 - 4.68969075 \times 10^{-13} t^6 + 4.76629260 \times 10^{-8} t^4 - 452735.43928009 \times 10^{-8} t^2 + 999.39961079 \quad (6)$$

allowable temperature range for the function
$0.01 \leq t \leq 370\ ^oC$

7. Density of the saturated vapor, ρ_g

$$\ln \rho_g = 1.14 \times10^{-14} t^6 - 9.70315 \times 10^{-12} t^5 + 2.45004487 \times10^{-9} t^4 + 1.64107501 \times10^{-7} t^3 - 2.21879417 \times10^{-4} t^2 + 6.69727562 \times10^{-2} t - 5.31406813 \quad (7)$$

allowable temperature range for the function
$0.01 \leq t \leq 371.4\ ^oC$

8. Absolute saturation pressure, p_s

$$p_s = (2.63637 \times 10^{-15} t^6 - 1.80014171 \times 10^{-12} t^5 + 4.722645282 \times 10^{-11} t^4 + 2.47709349 \times 10^{-7} t^3 + 4.16336931 \times 10^{-5} t^2 + 2.74793623 \times 10^{-3} t + 7.90012595 \times 10^{-2})^2 \quad (8)$$

allowable temperature range for the function
$0.01 \leq t \leq 374.15\ ^oC$

9. Saturation Temperature, t_s

$$t_s = -1.60646649 \times10^{-4} (\ln p)^6 + 8.27534137 \times10^{-4} (\ln p)^5 + 2.43995895 \times10^{-2} (\ln p)^4 + 0.22273639 (\ln p)^3 + 2.35059677 (\ln p)^2 + 27.89734893 (\ln p) + 99.66703174 \quad (9)$$

allowable pressure range for the function
$0.0066112 \leq p \leq 212.2$ bar

10. Thermal conductivity of saturated liquid, k_f

$$k_f = 1.691 \times 10^{-19} t^6 - 1.595144 \times 10^{-16} t^5 + 4.50901016 \times 10^{-14} t^4 + 1.03604877 \times 10^{-12} t^3 -$$